Certifié conforme à l'original
Le secrétaire du Conseil d'Administration

Mathilde Brabant

DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2025

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



ENGIE

SOMMAIRE

Vision stratégique et priorités du Groupe 2

ENGIE en un clin d'œil 4

1 Présentation du Groupe 7

RFA 1.1 Présentation et histoire 8
RFA 1.2 Stratégie et organisation 9
1.3 Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2025 15
RFA 1.4 Recherche et innovation 34
RFA 1.5 Performance financière 35
RFA 1.6 Performance Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) 37
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 41

2 Facteurs de risque et contrôle interne RFA 43

2.1 Processus de gestion des risques 45
2.2 Facteurs de risque 47
2.3 Procédures de contrôle interne 62

3 État de durabilité et plan de vigilance RFA 67

3.1 État de durabilité 68
3.2 Plan de vigilance 220

4 Gouvernement d'entreprise 251

RFA 4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance 252
RFA 4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif 287
RFA 4.3 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 311
RFA 4.4 Code de gouvernement d'entreprise 317
4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 318

5 Informations sur le capital et l'actionnariat 319

RFA 5.1 Informations sur le capital 320
RFA 5.2 Titres non représentatifs du capital 323
5.3 Obligations vertes 324
RFA 5.4 Actionnariat 337
5.5 Calendrier des communications financières 339

6 Informations financières RFA 341

6.1 Examen de la situation financière 342
6.2 Comptes consolidés 354
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 468
6.4 Comptes sociaux 475
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 527

7 Informations complémentaires 531

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 532
7.2 Contrats importants 533
RFA 7.3 Litiges et arbitrages 534
7.4 Documents accessibles au public 534
RFA 7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 534
7.6 Table de conversion 535
7.7 Unités de mesure 535
7.8 Sigles et acronymes 536
7.9 Glossaire 537
7.10 Table de concordance 540

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



DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2025

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

ENGIE est un acteur mondial de l'énergie, centré sur les énergies renouvelables et les infrastructures énergétiques décentralisées bas carbone, soutenant la décarbonation de ses clients. Grâce à notre approche industrielle et guidés par notre raison d'être, nous avons une position unique pour construire le système énergétique bas carbone de demain et relever les défis du changement climatique

AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le Document d'enregistrement universel a été déposé le 12 mars 2026 auprès de l'Autorité des marchés financiers (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.

Ce Document d'enregistrement universel est une reproduction au format PDF de la version officielle du Document d'enregistrement universel établi au format ESEF (European Single Electronic Format), déposée auprès de l'AMF le 12 mars 2026 et disponible sur le site internet de l'AMF. Cette reproduction est disponible sur notre site internet www.engie.com.

MESSAGE DU PRÉSIDENT & DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE



CATHERINE MACGREGOR
Directrice Générale

JEAN-PIERRE CLAMADIEU
Président du Conseil d'Administration

Quelles observations faites-vous sur les dynamiques qui transforment le paysage énergétique mondial ?

Jean-Pierre Clamadieu : L'année 2025 marque un point de bascule dont les conséquences sont importantes tant pour les États que les entreprises. Le durcissement des rapports de forces entre partenaires est inédit ; les gouvernements et les entreprises sont pris de court par la remise en question des règles et l'affaiblissement d'institutions jusqu'ici solides. Et, plus que jamais, ces tensions géopolitiques intègrent des enjeux énergétiques, comme nous le voyons avec la situation au Moyen-Orient.

La course à l'IA entre les Etats-Unis et la Chine alimente une croissance spectaculaire de la demande en électricité tandis que le pétrole et le gaz redeviennent un enjeu important de la politique étrangère des États-Unis. Cette croissance est alimentée par une baisse continue du coût des renouvelables associés aux batteries, et pour le gaz, par une forte dynamique de déploiement du GNL, à partir notamment des USA. En Europe, une prise de conscience des dépendances extérieures favorise le retour du contenu local.

Les acteurs de l'énergie sont en première ligne de ces changements et démontrent leur résilience, le secteur continue de croître et les besoins d'investissements ouvrent de nouvelles perspectives. Ils s'adaptent à l'évolution rapide et parfois imprévisible des cadres juridiques ce qui conduit à ralentir ou reconsidérer certains projets faute de visibilité et de stabilité.

Enfin, et alors que les opinions publiques semblent moins sensibles aux enjeux climatiques, les effets du réchauffement sont omniprésents et 2025 figure parmi les trois années les plus chaudes jamais enregistrées.

Dans un contexte mondial bouleversé, quelle trajectoire prend la transition énergétique ?

Catherine MacGregor : Dans ce contexte géopolitique, l'énergie s'impose en effet comme un enjeu central. La transition énergétique s'accélère en réponse à la nécessité, pour les États, de sécuriser une énergie fiable, abondante et bas carbone. Les énergies renouvelables représentent en ce sens un levier majeur de souveraineté en réduisant la dépendance aux énergies fossiles importées.

Notre Groupe est un acteur majeur de cette transition, qui progresse néanmoins avec des dynamiques et moteurs qui diffèrent selon les régions. Aux États-Unis, on parle plutôt "d'addition" énergétique que de "transition" et les renouvelables restent une réponse efficace à une demande en énergie croissante. En Chine, la transition énergétique constitue avant tout un levier stratégique, ce dont témoignent l'intensité des efforts de R&D et le rythme de déploiement de nouvelles capacités renouvelables sans équivalent. L'Inde, comme les pays du Moyen-Orient, se fixent également des objectifs concrets et ambitieux. La trajectoire de l'Europe repose quant à elle plus que jamais sur un impératif stratégique : renforcer sa souveraineté et soutenir sa compétitivité, tout en maintenant le cap fixé par ses objectifs climatiques.

“Notre modèle d'utility robuste nous permet d'aborder l'avenir avec confiance”

Où en est l'Europe dans sa transition énergétique ?

Jean-Pierre Clamadieu : En 2025, l'Union européenne a vu pour la première fois la production d'électricité d'origine renouvelable devenir majoritaire. Ceci illustre l'importance des efforts réalisés au cours de cette dernière décennie pour verdir la production d'électricité.

L'Europe dispose d'atouts majeurs pour renforcer sa souveraineté énergétique : un réseau fortement interconnecté, un marché intégré et un mix énergétique qui valorise les forces de chaque région, de l'hydroélectricité scandinave à l'éolien en mer des zones côtières, en passant par le solaire du Sud. Elle prend désormais la mesure de ces leviers et cherche à les valoriser tout en renforçant son réseau d'infrastructures.

Des progrès importants restent à accomplir dans l'électrification des usages - notamment l'industrie et les transports - mais aussi dans le développement d'une offre compétitive de molécules décarbonées indispensable pour atteindre les objectifs 2050 que l'Union européenne s'est fixés.

Quelles sont les conditions nécessaires pour garantir une transition énergétique abordable pour tous, citoyens et entreprises ?

Catherine MacGregor : Nous sommes convaincus que seule une approche pragmatique et fondée sur un mix énergétique alliant l'électron et la molécule permet de conduire une transition énergétique abordable pour tous. Ce modèle, qui s'appuie sur le développement des renouvelables électriques associés aux solutions de flexibilité comme le stockage par batteries, permet de fournir à l'ensemble de nos clients une électricité verte abondante, disponible au bon endroit et au bon moment. La garantie d'une énergie abordable repose aussi sur un système qui s'appuie sur le gaz, indispensable pour les secteurs qui ne peuvent être électrifiés. Celui-ci poursuit sa transition, avec le biométhane aujourd'hui et l'hydrogène demain. Tous ces vecteurs énergétiques se déploieront grâce aux réseaux et interconnexions, qui équilibrent notre système énergétique.

Pour tout cela, la stabilité des politiques énergétiques et des cadres régulatoires est incontournable, en plus de jouer un rôle déterminant au développement de filières industrielles locales compétitives.

Enfin, notre modèle intégré nous permet de proposer, dans les pays où nous sommes présents, les solutions les plus adaptées. Pour en garantir l'accessibilité et soutenir une transition énergétique abordable, nous renforçons en continu la compétitivité et la performance de toutes nos entités.

Quelles ont été les avancées stratégiques d'ENGIE en 2025 ?

Catherine MacGregor : En clarifiant et en consolidant le périmètre de nos Global Business Units, notre nouvelle organisation a renforcé notre efficacité collective et nous pouvons être fiers de ce que nous avons accompli.

Concernant les renouvelables, nous avons atteint notre objectif de 50 GW de capacités installées et avons accéléré dans les projets de stockage : nous sommes désormais positionnés comme un acteur de référence. Nous avons progressé dans le même temps sur les infrastructures électriques, notamment en Amérique Latine ; et poursuivi la décarbonation du gaz avec l'injection de 14,5 TWh de biométhane sur le réseau de gaz français cette année. Et, parce que la transition est aussi locale, nous avons continué de nous développer dans les réseaux de chaud et de froid en Europe et renforcé notre rôle dans la décarbonation de l'industrie auprès d'acteurs clés. Dans un contexte où la demande en électricité est poussée par les acteurs de l'IA et des datacenters, nous avons confirmé notre statut de leader mondial des PPA, avec 4,8 GW contractés sur l'année auprès de grands clients comme Meta, Google, ou encore Apple. 2025 a également été une année importante en Belgique, où nous avons finalisé l'accord avec l'Etat belge sur les déchets nucléaires et avons réalisé des avancées opérationnelles majeures.

Signal clair de notre solidité financière, notre capitalisation boursière a dépassé les 50 milliards d'euros, et elle s'est encore renforcée depuis. LINK 2025, l'édition spéciale du plan d'actionnariat salarié d'ENGIE proposée à l'occasion des 10 ans de la marque, a été un immense succès, témoin du soutien et de la confiance des équipes dans la stratégie du Groupe.

Notre modèle d'utility robuste fait ses preuves, nous confère un positionnement unique et nous permet d'aborder l'avenir avec confiance.

Qu'en est-il de la signature d'un accord avec CK Infrastructure Holdings Limited en vue de l'acquisition de UK Power Networks ?

Jean-Pierre Clamadieu : Cette acquisition constitue une étape importante de la transformation du Groupe. Nous augmentons de manière très significative notre présence dans les infrastructures électriques qui constituent un pilier essentiel de la transition énergétique. Ceci renforce le profil régulé du Groupe tout en nous offrant des opportunités de croissance dans un secteur et un pays où les besoins sont considérables.

Catherine MacGregor : L'acquisition de UK Power Networks concrétise l'ambition exprimée il y a près de deux ans de nous développer dans la distribution électrique. Nous le faisons dans un pays, le Royaume-Uni, qui s'est fixé un cap clair de décarbonation et d'électrification, et bénéficie d'une régulation particulièrement mature valorisant la performance et la satisfaction clients.

UK Power Networks est un distributeur d'électricité “best-in-class” dans tous les domaines, au service de 8,5millions de clients à Londres, dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre. Il se distingue par l'ampleur et la qualité de son réseau, par ses performances opérationnelles et économiques reconnues par le régulateur, et par l'expertise de ses 6500 collaborateurs. Avec cette acquisition, le Groupe est à présent positionné sur tous les leviers de croissance de la transition énergétique.

La stratégie d'ENGIE est-elle toujours alignée avec la raison d'être du Groupe ?

Jean-Pierre Clamadieu : Oui, résolument et le Conseil d'Administration y est très attentif. La transformation du Groupe se poursuit et notre stratégie est toujours étroitement liée à notre raison d'être, en conciliant performance économique et impact positif pour la société.

En 2025, nous célébrions les 10 ans de la marque ENGIE, l'occasion de nous rappeler que l'année 2015 a marqué un tournant décisif : celle de l'Accord de Paris, où l'urgence climatique s'est imposée comme une évidence pour les leaders politiques et les dirigeants d'entreprises.

ENGIE continue sur cette trajectoire et nous avons présenté lors de l'Assemblée Générale 2025 une stratégie climat élargie et des objectifs plus ambitieux. Ainsi, nous intégrons aux côtés du volet consacré à l'atténuation du changement climatique, un volet d'adaptation, indispensable pour garantir la pérennité du Groupe alors que les risques s'intensifient. L'enjeu est d'assurer la résilience de nos actifs, de nos chaînes d'approvisionnement ainsi que la santé et la sécurité des personnes.

A l'heure où certains acteurs revoient leurs ambitions climatiques à la baisse, notre Groupe maintient la sienne, celle d'être Net Zero carbone en 2045 et se donne les moyens de l'atteindre !

ENGIE EST UN LEADER MONDIAL DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

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

91 189
salariés

232 TWh
de volume d'électricité livrés aux clients finaux

19,5 M
de contrats de fourniture d'énergie BtoC

307 650 km
de réseau de transport, de distribution de gaz et d'électricité

57,2 GW
de capacités totales installées dans le renouvelable et les batteries

45,5 GW
de capacité de production électrique thermique

Indicateurs financiers 2025

71,9 Mds€
Chiffre d'affaires

27,6 Mds€
d'obligations vertes émises depuis 2014

4,9 Mds€
de Résultat Net Récurrent part du Groupe des activités poursuivies

5,3 Mds€
d'investissements de croissance

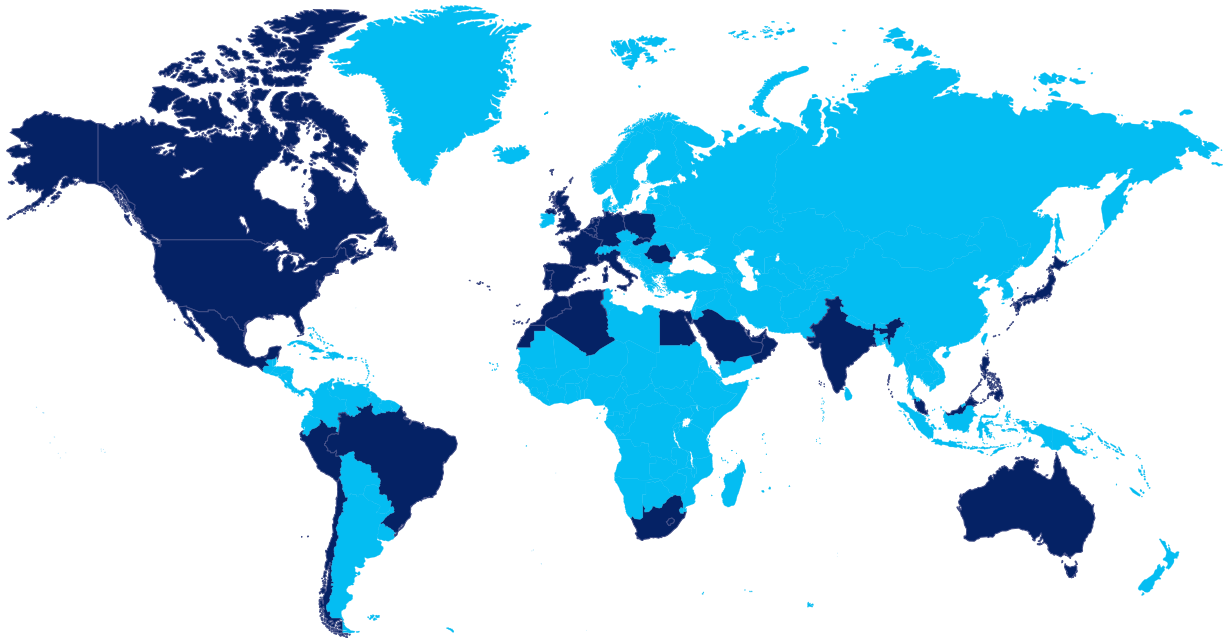
3,1
Ratio dette nette économique/EBITDA

8,8 Mds€
d'EBIT hors nucléaire

1,35 €
Proposition dividende 2025 par action

Notation
Strong investment grade

EBIT dans le monde au 31/12/2025



NORTHAM

0,8 Md€

Amérique du Nord :
Canada, États-Unis

SOUTHAM

2,1 Mds€

Amérique centrale et du Sud :
Brésil, Chili, Mexique, Pérou

EUROPE

2,2 Mds€

Allemagne, Belgique, Espagne, Italie, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, Royaume-Uni, Slovaquie

FRANCE

3,9 Mds€

GRDF, NaTran, Elengy, Storengy

AMEA

0,5 Md€

Asie, Moyen-Orient, Afrique :
Afrique du Sud, Algérie, Australie, Conseil de coopération du Golfe (Arabie saoudite, Bahreïn, Emirats arabes unis, Koweït, Oman, Qatar), Egypte, Inde, Japon, Malaisie, Maroc, Philippines, Singapour

Renewable & Flex Power — *Networks* — *Local Energy Infrastructures* — *Supply & Energy Management* — Nucléaire

Indicateurs ESG 2025

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

33%
de femmes parmi les cadres du Groupe

50%
des capacités de production électrique issues des renouvelables

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

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 29 avril 2026 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 ;
- le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 du Code de commerce ;
- les informations en matière de durabilité mentionnées aux articles L. 232-6-3 et R. 232-8-4 du Code de commerce.

En Section 7.10 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 2024 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 322 à 336, et 337 à 453 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF le 13 mars 2025 sous le numéro D. 25-0091 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2023 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 236 à 252, et 253 à 374 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF le 7 mars 2024 sous le numéro D. 24-0085 ;

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 Présentation et histoire, à la Section 1.3 Présentation des activités du Groupe, à la Section 3.1.2.1.4 Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique et à la Section 6.1.1.1.3 Perspectives et guidance 2026-2028. 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 interne.

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, 67 rue Jules Ferry, 92250 La Garenne-Colombes (France).



1

PRÉSENTATION DU GROUPE

1.1 Présentation et histoire RFA **8**
1.1.1 Présentation 8
1.1.2 Histoire et évolution de la Société 8

1.2 Stratégie et organisation RFA **9**
1.2.1 Un portefeuille d'activités complémentaires 10
1.2.2 La valeur générée grâce au modèle intégré du Groupe 11
1.2.3 Des leviers en soutien de la performance du Groupe 13
1.2.4 Organisation du Groupe 13

1.3 Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2025 15
1.3.1 GBU Renewable & Flex Power 15
1.3.2 GBU Networks 19
1.3.3 GBU Local Energy Infrastructures 27
1.3.4 GBU Supply & Energy Management 29
1.3.5 Nucléaire 31
1.3.6 Autres 32
1.3.7 Modèle d'affaires du Groupe 33

1.4 Recherche et innovation RFA **34**
1.4.1 Description et organisation 34
1.4.2 Les activités de recherche 34

1.5 Performance financière RFA **35**
1.5.1 Faits marquants 35
1.5.2 Objectifs financiers pour la période 2026-2028 35
1.5.3 Chiffres clés financiers 2025 36

1.6 Performance Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) RFA **37**
1.6.1 Politiques ESG 37
1.6.2 Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030 38
1.6.3 Notations ESG 40

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 41

1.1 PRÉSENTATION ET HISTOIRE

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."

Le Groupe est actif sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la transition énergétique et son modèle intégré lui permet de créer plus de valeur et le rend plus résilient. Déterminé à être l'accélérateur de la transition énergétique, ENGIE s'est engagé à atteindre le net zéro [(1)] carbone en 2045. En fournissant de manière fiable une énergie abordable et accessible à tous ses clients, ENGIE affirme son rôle en tant qu'entreprise accomplissant une mission de service public essentielle à la société. La chaîne de valeur de l'énergie comprend la production, les solutions de flexibilité électrique (notamment les centrales thermiques [(1)] et les batteries), l'acheminement par des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, la fourniture, et enfin les activités de gestion de l'énergie, qui forment un lien entre toutes ces étapes et qui poursuit un objectif d'optimisation.

- **Production**

  La production se décline en production d'électricité renouvelable (centralisée et décentralisée), en production d'électricité thermique nucléaire (centralisée) pour laquelle le Groupe est l'acteur de référence en Belgique, en production de gaz renouvelables (biométhane [(1)], hydrogène vert [(1)]), en production de chaleur et de froid, d'énergie chez les clients industriels (solaire distribué, géothermie, pompe à chaleur, chaudière, biomasse [(1)], etc.) ainsi que d'eau par dessalement [(1)] d'eau de mer. Avec 57,2 GW de capacités renouvelables et de stockage [(1)] installées en 2025 dans le monde, ENGIE est le 1er opérateur dans l'éolien et le solaire réunis en France et le 2e développeur en Europe dans ce domaine. Ensuite, il est le 2e opérateur hydraulique en France et le 1er producteur indépendant d'hydroélectricité au Brésil. ENGIE est par ailleurs pionnier dans l'éolien en mer flottant, développé dans le cadre de sa *joint-venture* [(1)] avec EDP Renováveis, Ocean Winds.

- **Flexibilité électrique**

  Avec la part de marché grandissante de production électrique renouvelable intermittente, le système électrique est soumis à des contraintes nouvelles et croissantes qui nécessitent des ressources en flexibilité. Ainsi, la production thermique gaz, le stockage par batterie et par pompage turbinage aident à pourvoir à la pointe de la demande électrique et fournissent de la flexibilité à différents pas de temps. Le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique, fournissant notamment, via ses centrales à gaz, des solutions de flexibilité au réseau (15,8 GW en Europe en 2025). Il investit également dans le développement de capacités de batteries pour apporter la flexibilité nécessaire au réseau électrique (4,7 GW dans le monde en 2025).

- **Fourniture et gestion de l'énergie**

  Dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité à près de 200.000 entreprises et possède près de 20 millions de contrats auprès de clients résidentiels et de petites entreprises. En Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs de gaz et d'électricité et les premiers importateurs de gaz [(2)]. En France, ENGIE est le leader historique de la commercialisation de gaz et le 2e fournisseur d'électricité. En Belgique, par le biais de sa filiale Electrabel, ENGIE est le 1er fournisseur d'électricité et de gaz naturel[(3)]. ENGIE est par ailleurs le leader mondial des contrats long-terme de fourniture d'énergie verte pour les entreprises, avec 4 ,8 GW signés en 2025 (*Corporate Power Purchase Agreement – Corporate PPA* [(1)]). En matière de gestion de l'énergie, les équipes de Groupe relient ses actifs aux marchés et à ses clients.

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions de l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, fusion qui a pris effet le 22 juillet 2008.

Gaz de France a été créé en 1946, initialement sous la forme d'un Établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC). 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 9 juillet 2007, SUEZ avait finalisé son offre publique de reprise de 100% du capital d'Electrabel.

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 que dans le reste du monde. Ce développement s'est poursuivi avec la société GDF SUEZ.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.
(2) Source : Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), données officielles 2024 et projection 2025.
(3) Source : Comission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG - Belgique).

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 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, ainsi que 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.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires de GDF SUEZ a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société en "ENGIE".

ENGIE et Suez 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 VEOLIA.

En 2019, accélérer la transition énergétique devient l'objectif affiché du Groupe.

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.

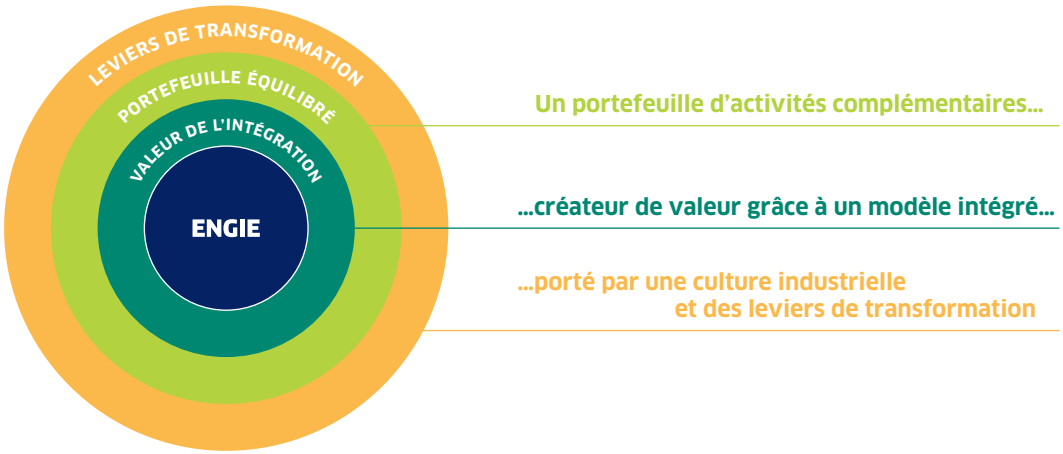
Le 26 février 2026, ENGIE a annoncé la signature d'un accord en vue de l'acquisition de 100% de UK Power Networks (UKPN), le distributeur d'électricité de référence au Royaume-Uni. Cette opération constitue une étape majeure dans l'ambition d'ENGIE de devenir la meilleure *utility* de la transition énergétique en se renforçant dans les réseaux d'électricité régulés. Elle ancrera par ailleurs la présence du Groupe au Royaume-Uni, qui deviendra son deuxième pays en termes d'activité.

ENGIE est constitué, depuis 2021, de quatre *Global Business Units* (GBU), d'une entité opérationnelle (Nucléaire), ainsi que d'un ensemble de fonctions support animées au niveau du Groupe et mutualisées à la maille régionale. Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroît. De ce fait, afin de capitaliser sur ces opportunités et de tirer toute la valeur de son modèle intégré, ENGIE a ajusté le périmètre de ses GBU en février 2025.

1.2 STRATÉGIE ET ORGANISATION

Fort de sa longue histoire, ENGIE occupe aujourd'hui une position qui lui permet d'être un catalyseur de la transition énergétique. S'appuyant sur cette position, l'ambition du Groupe est d'être la meilleure *utility* de la transition énergétique. Plus précisément, le Groupe se veut être un acteur de premier plan dans tous les pays où il opère, au meilleur niveau de qualité, avec les meilleurs talents.

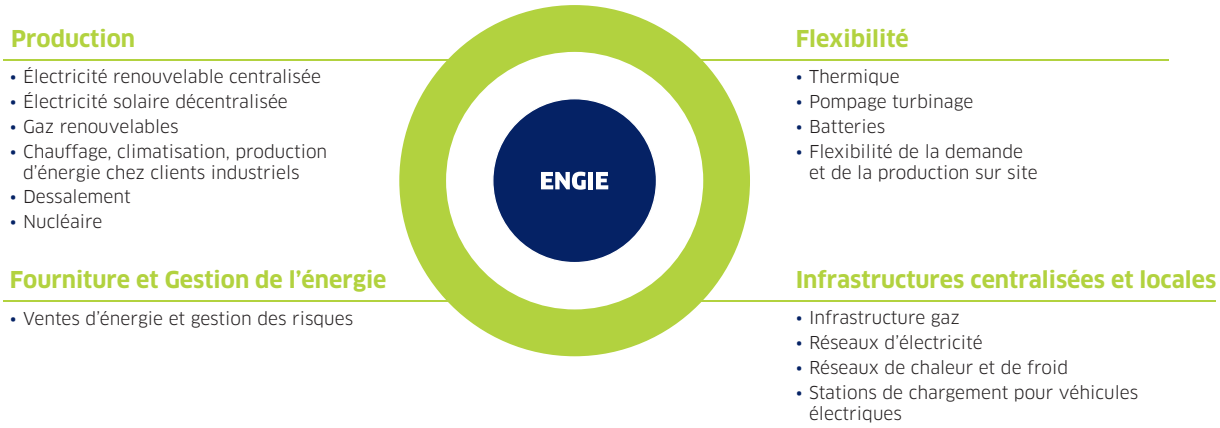
La réalisation de cette ambition du Groupe repose sur trois dimensions : un portefeuille d'activités complémentaires, créateur de valeur grâce à un modèle intégré, porté par une culture industrielle et des leviers de transformation.



ENGIE possède un portefeuille d'activités complémentaires situées tout le long de la chaîne de valeur de la transition énergétique qui comprend à la fois des activités du domaine régulé, des activités contractées à moyen et à long terme et des activités exposées aux marchés. La plupart de ces activités complémentaires fonctionnent en synergie, tout en respectant les règles d'indépendance et de séparation des activités régulées, ce qui permet de maximiser leur valeur et de diminuer les risques liés à un environnement complexe et incertain : c'est là le fondement du modèle intégré d'ENGIE. De plus, ENGIE a pour ambition de continuer à se transformer et à faire évoluer sa culture industrielle pour se concentrer sur la performance et l'amélioration continue.

1.2.1 Un portefeuille d'activités complémentaires

Quatre types d'activités couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur de la transition énergétique, dont la complémentarité et la synergie fondent le modèle intégré d'ENGIE et pour lesquelles il affiche des objectifs ambitieux :



1.2.1.1 Production

L'activité de production permet de décarboner le système énergétique par l'accroissement de la part des sources d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'ENGIE. L'objectif du Groupe est d'atteindre 95 GW de capacités renouvelables et de stockage installées à horizon 2030, soit en moyenne 7,5 GW de capacité additionnelle par an. Concernant les gaz verts [(1)], le Groupe vise une production de biométhane de 10 TWh par an en Europe à l'horizon 2035, ainsi qu'une capacité d'injection de 50 TWh sur les réseaux français en 2030. Quant à la production locale de chaleur, de froid, et d'électricité à partir de sources renouvelables et de récupération, le Groupe vise pour 2030 une distribution de 20 TWh auprès de ses clients.

1.2.1.2 Flexibilité

Dans le cadre du modèle intégré, la production ne va pas sans solution de flexibilité. Ainsi le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique via ses centrales à gaz, des solutions, qui apportent de la flexibilité au réseau électrique. Il investit également dans le développement de capacités de batteries. Plus précisément, la production thermique gaz permet de pourvoir à la pointe de la demande électrique et de répondre aux variations saisonnières. Le stockage d'électricité par batterie et par pompage turbinage satisfont, quant à eux, au besoin en flexibilité à un pas de temps horaire. Enfin, en aval de la chaîne, la gestion de la demande constitue également une ressource en flexibilité, pour laquelle le Groupe développe des outils qui fonctionnent automatiquement et à distance, qui permettent de soulager le système électrique pendant les périodes de forte charge.

1.2.1.3 Infrastructures centralisées et locales

La production d'énergie à la fois intermittente et stockable, associée à des solutions de flexibilité, s'appuie sur des infrastructures centralisées mais aussi locales pour être transportée et distribuée : c'est un élément important du modèle intégré. Concernant les infrastructures centralisées, la stratégie du Groupe repose, d'une part, sur l'exploitation performante des infrastructures gazières et leur adaptation à l'essor du biométhane et de l'hydrogène et, d'autre part, sur le développement d'infrastructures électriques à l'international. Partout dans le monde, la transition énergétique va nécessiter des investissements massifs dans les années à venir dans les réseaux d'électricité, indispensables à la décarbonation [(1)] du système énergétique. À horizon 2030, le Groupe prévoit ainsi d'atteindre 10 000 km de lignes de transport [(1)] d'électricité, notamment en Amérique latine. Concernant les infrastructures locales, le Groupe concentre son développement sur les réseaux de chaleur et de froid urbains, sur les infrastructures énergétiques sur sites industriels et sur les bornes de recharge pour véhicules électriques, avec l'objectif d'ici 2030 d'en gérer respectivement 550, 250 et 25 000.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

1.2.1.4 Fourniture et gestion de l'énergie

L'activité de fourniture de gaz et d'électricité consiste en la vente d'énergie. Sur tous les marchés de la fourniture, ENGIE a l'ambition d'être un partenaire fiable et de confiance et d'accompagner les clients dans leur transition énergétique. À cette fin, la priorité est de commercialiser de plus en plus de contrats d'énergie verte avec des solutions digitales, incluant le pilotage des consommations. À horizon 2030, le Groupe vise 300 TWh de vente d'électricité à l'échelle mondiale.

En matière de gestion de l'énergie, le Groupe optimise la valeur de ses actifs énergétiques, gaziers, renouvelables et de stockage, gère les risques de portefeuille sur l'ensemble de ses marchés, ce qui contribue à la compétitivité et permet à celui-ci de déployer pleinement son modèle intégré.

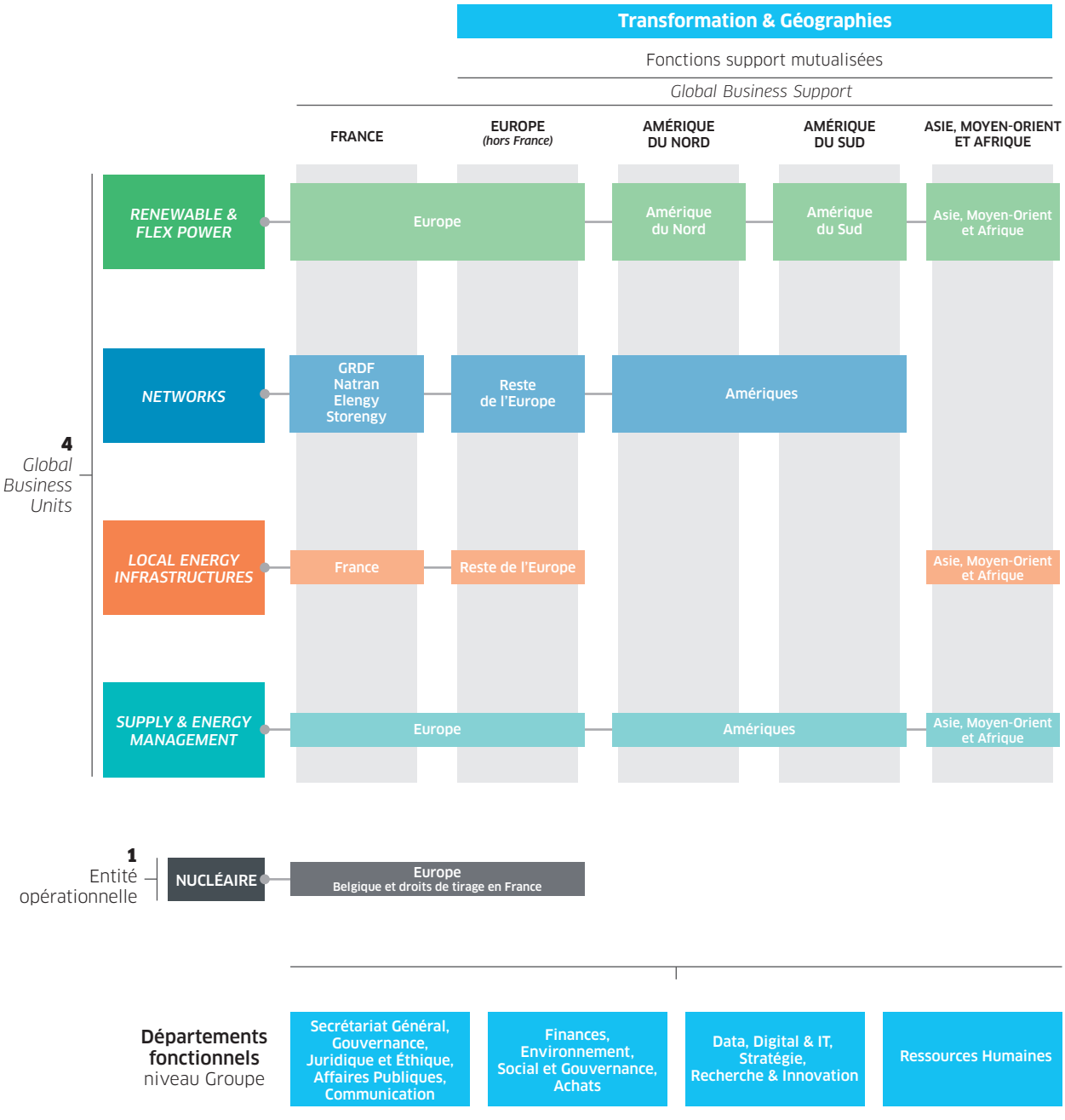
1.2.2 La valeur générée grâce au modèle intégré du Groupe

Le modèle intégré d'ENGIE maximise la création de valeur et la résilience du Groupe à travers trois types de sources de valeur :

- **la gestion des risques et l'augmentation des revenus grâce aux effets de portefeuille et à l'optimisation sur les marchés**. Concrètement, il s'agit d'optimiser la production, le transport et la fourniture d'énergie en combinant les actifs de production du Groupe avec des solutions de stockage et de flexibilité, et en reliant ces actifs aux clients finaux *via* la commercialisation d'électricité ou de gaz aux particuliers et aux entreprises ;
- **une solidité financière et un potentiel d'investissement accru grâce à un coût du capital réduit**, **à la diversification de portefeuille et à un bilan consolidé**. Les activités régulées des réseaux, aux revenus stables et prévisibles par essence, permettent au Groupe de bénéficier d'une notation de crédit favorable et donc d'un coût du capital relativement faible par rapport à ses homologues sans actifs régulés. De plus, la présence du Groupe dans 31 géographies via ses quatre *Global Business Unit* (GBU) au bilan consolidé offre une diversification et une mutualisation qui atténuent les risques ;
- **des synergies industrielles**. Les économies d'échelle et les efforts de standardisation donnent lieu à des synergies industrielles permettant une plus grande efficacité dans les processus, une réduction des coûts et une atténuation des risques opérationnels (rationalisation des achats, mutualisation des fonctions support, etc.). Le programme *Global Entreprise Transformation* (GET) a été lancé par ENGIE pour accélérer la standardisation du système de planification des ressources de l'entreprise (ERP), la mutualisation des fonctions support et l'efficacité des processus. De même, la standardisation et le partage d'expertise, notamment dans la filière des énergies renouvelables, ont permis la réalisation d'importants gains d'efficacité. Pour illustration, les compétences d'ingénierie en Inde ont été internalisées. Ce mouvement s'est accompagné d'un partage d'expertise au niveau régional, pour soutenir le développement de 30 projets dans la région AMEA (permettant d'accroître le pouvoir de négociation avec les entreprises d'ingénierie (*EPC*) chinoises).

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE
(en place depuis le 1er février 2025)

Des activités structurées autour des grands métiers



Une mutualisation renforcée des fonctions support

1.2.3 Des leviers en soutien de la performance du Groupe

La volonté d'être le meilleur énergéticien de la transition énergétique requiert de continuer à se renforcer sur différents leviers en soutien aux activités du Groupe, au premier rang desquels le numérique et l'intelligence artificielle, le développement des personnes, ou encore l'intelligence commerciale et la recherche continue de la performance.

1.2.4 Organisation du Groupe

Assez logiquement, l'organisation du Groupe suit la chaîne de valeur de l'énergie, de la production à la fourniture, et son organisation se décompose selon les entités suivantes :

- **quatre *Global Business Units,*** la GBU *Renewable & Flex Power*, la GBU *Networks*, la GBU *Local Energy Infrastructures* et la GBU *Supply & Energy Management*. L'activité liée au nucléaire est abritée dans une entité opérationnelle *ad hoc*, distincte des GBU ;
- **les départements fonctionnels du Groupe** qui pilotent les fonctions support, en appui à la Direction Générale et en coordination avec les GBU. Ils conçoivent et déploient les politiques Groupe, ils pilotent la performance financière et extra-financière ;
- **les fonctions support** qui sont présentes dans **chaque géographie, à la maille régionale et dans les pays.** Elles jouent un rôle clé de soutien à l'activité des GBU et de développement des synergies ;
- la Direction **Transformation & Géographies** s'assure de la cohérence, de la coordination et de la bonne exécution de la stratégie du Groupe à la maille de chaque plateforme pays. Tractebel, la société d'ingénierie et de conseil du Groupe, est rattaché à cette direction.

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

1.2.4.1 Description des *Global Business Units* et de l'entité opérationnelle Nucléaire

Les quatre GBU sont responsables de leurs résultats à l'échelle mondiale et de la mise en œuvre de la stratégie dans leur segment d'activités. À ce titre, elles ont la charge, dans leurs périmètres respectifs et dans le cadre fixé par la Direction Générale [(1)] :

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

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

La **GBU *Renewable & Flex Power*** regroupe les activités de production centralisée et celles liées à la flexibilité. Plus concrètement, cette GBU développe et exploite des actifs de production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne terrestre et en mer, hydroélectrique, de même que les actifs de flexibilité que sont les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques (par exemple les *Combined Cycle Gas Turbine* ou CCGT), afin de fournir plus d'électrons verts et intelligents (voir Section 1.3.1).

La **GBU *Networks*** a pour vocation d'acheminer l'énergie et regroupe les activités liées aux infrastructures centralisées. En conséquence, elle développe et exploite des réseaux de transport et distribution [(2)] de gaz, des stockages souterrains [(1)] de gaz, des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) [(1)] ainsi que des réseaux de transport d'électricité. Elle a aussi la charge du déploiement de la production de molécules décarbonées telles que le biométhane, l'hydrogène vert ou les e-molécules (voir Section 1.3.2).

Pour contribuer à la décarbonation à l'échelle des villes, des sites industriels et des bâtiments, la **GBU *Local Energy Infrastructures*** développe et exploite des infrastructures décentralisées bas carbone. Plus précisément, les activités de la GBU se répartissent en trois grandes catégories : les réseaux locaux d'énergie (notamment réseaux de chaleur et froid urbains, réseaux de bornes électriques et gaz naturel de véhicule (GNV) pour la 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 énergétique) (voir Section 1.3.3).

Pour optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable, la **GBU *Supply & Energy Management*** regroupe d'une part les activités de fourniture d'énergie aux grandes entreprises, industries et collectivités territoriales (*BtoB)* et aux petites et moyennes entreprises ainsi qu'aux particuliers (*BtoC*) et d'autre part les activités de gestion de l'énergie. Plus précisément, les activités de gestion de l'énergie consistent à gérer les risques liés aux flux de volumes d'énergie (la production et la vente) et en conséquence à optimiser les actifs sur les marchés. Elles consistent également à proposer des solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation des activités du Groupe et celles de ses clients (voir Section 1.3.4).

L'entité opérationnelle Nucléaire exerce des responsabilités similaires aux GBU dans leurs segments d'activités respectifs. Elle est dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaire en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises (voir Section 1.3.5).

Chaque GBU et l'entité opérationnelle Nucléaire est supervisée par un Directeur Général Adjoint, membre du Comité Exécutif (Comex) (voir Section 4.1.3 Direction Générale). Ces GBU et cette entité ont ainsi en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble de la filière métier à l'échelle globale.

(1) Dans les limites des dispositions du Code de l'énergie et des contraintes de régulation applicables à des entités relevant de la GBU Networks.
(2) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

1.2.4.2 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 métiers. Elles sont pilotées par les départements fonctionnels du *Headquarters (HQ)* Groupe et sont organisées à la maille régionale et nationale.

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

- Secrétariat Général, Gouvernance, Juridique & Éthique, Affaires publiques, Communication, Sûreté ;
- Finances, Environnement, Social et Gouvernance (ESG), Achats ;
- Data, Digital & IT, Stratégie, Recherche & Innovation ;
- Ressources Humaines ;
- Transformation & Géographies.

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 Comité Exécutif (Comex) (voir Section 4.1.3 Direction Générale).

À l'échelle géographique, les fonctions support sont organisées par pays et sont coordonnées à la maille régionale. Les fonctions support ont pour mission d'être en appui des GBU dans les pays, sous la coordination du *country manager* et des coordinateurs régionaux.

Dans les pays, les *country managers* gèrent les relations avec les parties prenantes locales.

La présentation du pôle Recherche & Innovation figure à la Section 1.4.

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

Au-delà de la gestion des pays, la Direction Transformation & Géographies est aussi en charge :

- de superviser et de 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 à la sécurité des personnes (salariés, intérimaires 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,* voir Section 3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaires, voir Section 3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) et Section 3.2.1.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires droits humains).

La société d'ingénierie et de conseil du Groupe, Tractebel, est également rattachée à la Direction Transformation & Géographies (Section 1.3.6).

En outre, ENGIE exerce une activité économique propre. Le nombre d'entités consolidées s'élève à environ 2400 fin 2025. En complément des listes figurant en Note 2 "Principales filiales au 31 décembre 2025" de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés et Note 5.4 "Filiales et participations" de la Section 6.4.2 Notes aux comptes sociaux, la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (https://www.engie.com/espace-finance, rubrique information réglementée).

1.3 PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS DU GROUPE AU 31 DÉCEMBRE 2025

1.3.1 GBU *Renewable & Flex Power*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	5 560	6 011	-7,5%
EBIT [1] *(en millions d'euros)*	2 485	2 391	+3,9%
Capacité installée renouvelable et batteries (*GW*)	57,2	46,1	+24,1%
Capacité installée de production électrique thermique (*GW*)	45,5	54,7	-16,7%

1.3.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

ENGIE poursuit sa stratégie de transition énergétique par le développement d'un portefeuille équilibré d'actifs complémentaires constitué de l'ensemble des technologies nécessaires à cette transition, permettant de produire de l'électricité en minimisant les émissions de CO_2 et d'apporter aux systèmes électriques la flexibilité dont ils ont besoin.

Afin de répondre efficacement à ces enjeux, ENGIE a regroupé ses activités de production d'énergie renouvelable [1] et de stockage d'électricité au sein de la GBU *Renewable & Flex Power*. Cette entité est chargée de développer, construire, financer, exploiter, optimiser et assurer la maintenance des actifs de production d'électricité renouvelable, des systèmes de stockage et des actifs thermiques flexibles, conformément à l'engagement d'ENGIE d'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 sept technologies principales :

- l'hydroélectricité ;
- le solaire photovoltaïque ;
- l'éolien terrestre ;
- l'éolien en mer ;
- le stockage par batteries ;
- la désalinisation ;
- les actifs thermiques flexibles.

La GBU vise à produire des électrons plus verts et *smart*, avec une ambition de 95 GW de capacités renouvelables et de stockage installées d'ici 2030, contre 57 GW fin 2025. La GBU dispose d'un portefeuille de projets de 121 GW, dont plus de la moitié est en construction ou à un stade avancé de développement. En 2025, le Groupe a signé 4,8 GW de *Corporate PPA* dans le monde.

Organisation

La GBU *Renewable & Flex Power* est organisée en :

- **quatre régions opérationnelles** ayant la charge des technologies de production et de flexibilité renouvelables :
  - Europe,
  - Amérique du Nord,
  - Amérique du Sud,
  - Asie, Moyen-Orient et Afrique (AMEA) ;
- **deux entités** en charge de la **production d'électricité thermique** :
  - Europe,
  - International ;
- **cinq entités** de **soutien opérationnel** :
  - Revenus et Stratégie ;
  - *Business Development* ;
  - Projets Industriels, Achats et ESG ;
  - Ingénierie et Opérations Renouvelables et Batteries ;
  - Ingénierie et Opérations Production thermique flexible ;
- **trois fonctions support** :
  - juridique et éthique,
  - finance,
  - ressources humaines et communication.

Les activités d'éolien en mer d'ENGIE sont exclusivement gérées par Ocean Winds, une *joint-venture* avec EDP Renováveis.

Stratégie

La GBU poursuit une stratégie de croissance axée sur la performance industrielle et structurée en cinq piliers essentiels :

- **Maintien du *leadership* dans les énergies renouvelables et les batteries** : ENGIE vise à consolider sa position de leader dans le secteur des énergies renouvelables et des solutions de stockage par batteries. À cet effet, ENGIE continuera à développer ses activités en France, au Brésil, au Chili, aux États-Unis ainsi que l'éolien en mer, tout en bénéficiant de l'optionalité géographique de son portefeuille pour augmenter la contribution d'autres régions, notamment au sein de la zone AMEA où ENGIE dispose d'une présence opérationnelle solide, en particulier en Inde et en Afrique du Sud. La contribution des États-Unis à la croissance demeure notable mais affiche une diminution par rapport aux projections antérieures.
- **Optimisation du parc thermique flexible à faibles émissions** : afin d'apporter la flexibilité nécessaire à son portefeuille ainsi qu'aux systèmes électriques, ENGIE exploite, fait évoluer et optimise un parc de production thermique flexible à faibles émissions de carbone. Ce parc complète les installations renouvelables et de stockage, permettant d'apporter des solutions de flexibilité spécifiques et, de ce fait, de renforcer la résilience de ses activités et des systèmes électriques.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

- **Modèle propriétaire *develop-to-own*** : ENGIE privilégie un modèle majoritaire, avec les actifs gardés au bilan, où ENGIE joue pleinement son rôle industriel, en particulier dans les zones géographiques où le Groupe possède une forte présence. Ce modèle permet à ENGIE de mobiliser l'ensemble de ses compétences industrielles, de maîtriser les risques, d'optimiser sa croissance et, ainsi, de maximiser la création de valeur.
- **Performance et compétitivité grâce à une plateforme industrielle** : afin de s'assurer d'avoir à sa disposition toutes les compétences nécessaires sur l'ensemble de la chaîne de valeur pour maximiser sa performance industrielle et sa compétitivité, ENGIE déploie une plateforme industrielle globale afin de mutualiser et d'optimiser les expertises sur la chaîne de valeur, telles que l'ingénierie, les achats, l'exploitation, ou la maintenance. Cette stratégie accélère le développement et le partage des expertises, outils et *data*, et favorise les synergies internes dans l'ingénierie, l'approvisionnement, l'exploitation et la maintenance (*O&M*).
- **Différenciation par le déploiement d'un modèle industriel intégré** : ENGIE intègre l'ensemble des expertises de la chaîne de valeur, depuis la conception et le développement des projets jusqu'à l'accès aux marchés de l'électricité. Les expertises techniques et commerciales du Groupe, la gestion proactive des risques de marché en partenariat avec la GBU *Supply & Energy Management*, sont mobilisées pour garantir la maîtrise des enjeux économiques, opérationnels et environnementaux des projets.

1.3.1.2 Activités en Europe

1.3.1.2.1 France

En France, ENGIE est le premier producteur d'énergie éolienne terrestre et d'énergie solaire, et occupe également la deuxième place dans le domaine de la production hydroélectrique. Son objectif est de continuer à renforcer sa position dans l'éolien terrestre et maritime, le solaire photovoltaïque et les batteries. Elle se positionne principalement sur des appels d'offres publics et contribue à l'émergence et au développement d'appels d'offres d'entreprise (*Corporate PPA*).

En 2025, ENGIE a mis en service près de 0,22 GW de nouvelles capacités solaires et éoliennes terrestres en France.

Le périmètre d'activités en France comprend trois filiales détenues par ENGIE, seules ou en partenariat :

- **ENGIE Green** (détenue à 100% par ENGIE), le principal acteur français de l'éolien et du solaire basé à Paris avec environ 650 employés et une capacité installée de plus de 4,2 GW (2,7 GW d'éolien terrestre et 1,5 GW d'énergie solaire) ;
- **SHEM** (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100% par ENGIE), basée près de Toulouse, produit de l'hydroélectricité de haute chute (0,8 GW installé) dans le sud-ouest de la France ;
- **CNR** (Compagnie Nationale du Rhône, dont ENGIE est l'actionnaire principal avec une participation de 49,97%), basée à Lyon, avec 3,1 GW de capacité hydroélectrique installée le long du Rhône et sa filiale CN'Air avec 1 GW de capacité éolienne et solaire terrestre installée à fin 2025.

En France, ENGIE gère également un portefeuille d'actifs de production thermique gaz d'une puissance installée de 2,1 GW, avec des unités à Dunkerque, Montoir-de-Bretagne et Fos-sur-Mer.

Évolutions réglementaires

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est parue le 12 février 2026, après plusieurs reports. Elle intègre les dernières conclusions du Bilan Prévisionnel 2025-2035 de RTE, qui actualise les objectifs de production renouvelable et nucléaire à l'horizon 2035. Ce bilan met en évidence une abondance électrique liée à une électrification des usages plus lente qu'anticipé en 2023, ainsi qu'un besoin accru de flexibilités pour garantir la stabilité du système. La publication de la PPE3 met ainsi fin à l'incertitude réglementaire et clarifie les trajectoires nationales 2025-2035, offrant à ENGIE la visibilité nécessaire pour planifier ses investissements.

La réforme du cadre juridique des concessions hydroélectriques a fait l'objet d'un accord entre l'Etat français et la Commission Européenne mi 2025. Cet accord prévoit une bascule des concessions dans le régime de l'autorisation (sauf pour la CNR) et la mise sur le marché par EDF de capacités hydroélectriques, *via* des enchères pour de nouveaux produits de marché. Une proposition de loi (devant être examinée au 1er trimestre 2026) doit traduire cet accord dans le cadre législatif français.

Le mécanisme de rémunération de capacité français existant est en train d'être revu en France à l'initiative des autorités françaises. Le nouveau mécanisme de rémunération de capacité devra être conforme à la réglementation européenne récente, et la capacité sera allouée de manière centralisée. Une première nouvelle enchère de capacité serait déjà envisagée en 2026.

1.3.1.2.2 Reste de l'Europe

Outre sa position de *leader* en France, le Groupe continue d'accélérer ses activités dans le reste de l'Europe en développant un solide portefeuille de projets, avec différentes échéances et dans des zones géographiques ciblées.

En Europe, hors France, le Groupe exploite à fin 2025, plus de 5 GW d'hydroélectricité, principalement au **Royaume-Uni** (2 GW de stations de pompage-turbinage), au **Portugal** (1,7 GW) et en **Belgique** (1,1 GW station de pompage-turbinage), 3,6 GW d'éolien terrestre (principalement en **Belgique**, en **Espagne** et en **Italie)**, 0,7 GW d'énergie solaire (principalement en **Espagne** et en I**talie**) et 0,3 GW de stockage par batterie. En 2025, ENGIE a ajouté près de 0,6 GW de capacités renouvelables et batteries en Europe (hors Ocean Winds), principalement en France, en **Belgique,** en **Espagne,** et en **Roumanie**.

Dans le domaine de la production hydroélectrique, ENGIE, en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova, occupe une position solide au **Portugal** avec un portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW dans le nord-est du pays. Le Groupe a également une forte présence dans les installations de pompage-turbinage, notamment au Royaume-Uni avec First Hydro qui exploite deux stations totalisant plus de 2 GW, ainsi qu'en Belgique avec le site de Coo (1,1 GW). Enfin, ENGIE est également présent en **Allemagne** où il exploite la centrale hydroélectrique de Pfreimd (0,1 GW) et en **Espagne** avec un portefeuille de petites centrales hydroélectriques (totalisant 0,06 GW).

Concernant l'éolien terrestre, les capacités du Groupe se situent essentiellement en **Espagne** (1,5 GW), en **Belgique** (0,7 GW), au **Portugal** (0,3 GW), en **Italie** (0,4 GW), en **Allemagne** (0,4 GW), en **Pologne** (0,2 GW), en **Roumanie** (0,2 GW) et au **Royaume-Uni** (0,2 GW).

Hors France, le Groupe possède également en Europe 0,7 GW d'actifs solaires, principalement en **Espagne** (0,2 GW), en **Italie** (0,1 GW) et en **Roumanie** (0,1 GW)**.**

Concernant sa production d'électricité thermique, ENGIE a développé et déploie actuellement un programme ambitieux d'amélioration de la performance technique de son parc, visant à équiper les turbines des meilleures technologies disponibles (lorsque cela est économiquement viable), afin d'assurer une efficacité maximale, de permettre une exploitation flexible (en fonction des exigences du marché et en complémentarité avec les activités renouvelables), et de réduire les émissions de CO_2 par MWh produit.

En **Belgique**, ENGIE a finalisé la construction d'une nouvelle centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) à Flémalle. Cette centrale de dernière génération, avec une puissance de 875 MW, bénéficie du mécanisme de rémunération de capacité mis en place en Belgique pour assurer la sécurité d'approvisionnement à la suite de la diminution de la capacité nucléaire du pays. Il convient également de noter que la majorité des centrales à gaz existantes d'ENGIE en Belgique ont été contractées dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité belge pour les années à venir.

Dans le **reste de l'Europe** (hors France), ENGIE gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 13,7 GW dans cinq pays (**Belgique, Pays-Bas, Italie, Portugal, et Espagne**). Ce parc comprend les centrales du Groupe et des actifs décentralisés chez des clients industriels.

Évolutions réglementaires

Le marché de la production thermique en **Europe** accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. A la suite de la promulgation du *Green Deal* Européen, la Commission européenne a proposé d'accélérer la réduction des émissions de CO_2 d'ici 2030. Différents pays européens ont engagé la sortie de la production d'électricité à partir du charbon, et certains se sont engagés à une production d'électricité entièrement décarbonée d'ici 2035.

Les centrales au gaz naturel jouent aujourd'hui un rôle clé en garantissant la sécurité d'approvisionnement et en offrant la flexibilité de longue durée nécessaire aux systèmes d'électricité, en complémentarité aux installations éoliennes et solaires.

Ce rôle primordial souligne l'importance des mécanismes de rémunération en faveur des producteurs d'électricité et incite à accélérer l'étude et le développement de solutions de décarbonation pour ce type de flexibilité (telles que les carburants verts ou la capture du carbone), afin de leur permettre de concilier la sécurité d'approvisionnement et la décarbonation.

1.3.1.3 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 proportion d'actifs contractés auprès de clients Commerciaux et Industriels (C&I) par le biais de *Corporate PPA*.

Fin 2025, ENGIE gère un portefeuille de 11,7 GW d'actifs de production renouvelable et de batteries en Amérique du Nord. Ce portefeuille se compose de 4,2 GW d'éolien terrestre (3,5 GW aux États-Unis et 0,7 GW au Canada), de 3,7 GW de solaire aux États-Unis et de 3,8 GW de stockage par batterie aux États-Unis. La grande majorité de ce portefeuille opérationnel est située dans cinq zones : ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), SPP (Southwest Power Pool), PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) et MISO (Midcontinent Independent System Operator) aux États-Unis et en Ontario (Canada). En 2025, ENGIE a mis en service plus de 2 GW (1,6 GW de batteries, 0,5 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre).

ENGIE possède et exploite la centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de West Windsor de 126 MW, située en Ontario, au **Canada**. En outre, ENGIE détient une participation de 35% dans EcoElectrica, une centrale électrique à cycle combiné au gaz naturel de 534 MW située à **Porto Rico**.

Enfin, dans plusieurs pays européens où ENGIE est présent – notamment l'Italie, la Belgique, l'Allemagne et la Pologne, ainsi que dans certains marchés en cours d'évolution tels que l'Espagne et les Pays-Bas, les autorités ont mis en place ou s'apprêtent à déployer des mécanismes de rémunération de capacité. Ces dispositifs ont pour vocation de garantir l'adéquation entre l'offre et la demande et la sécurité d'approvisionnement. Ils structurent les signaux d'investissement pour les actifs flexibles que sont le stockage par batteries, les installations de pompage-turbinage, l'hydroélectricité, les moyens thermiques flexibles et, le cas échéant, la réponse de la demande, et influent en conséquence la valorisation des portefeuilles d'ENGIE dans ces pays.

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

Ocean Winds (OW) est une *joint-venture* créée en 2019 et détenue par EDP Renováveis et ENGIE, qui combine des actifs et projets éoliens fixes et flottants, principalement en Europe. À la fin de l'année 2025, la coentreprise exploite une capacité installée de 2,8 GW (1,8 GW au Royaume-Uni, 0,5 GW en Belgique, 0,4 GW en France, et 0,03 GW au Portugal). Deux projets d'éolien en mer étaient en construction en 2025, dont 0,6 GW en France et 0,4 GW en Pologne.

Les développements en mer d'Ocean Winds ont été affectés par le durcissement de l'environnement réglementaire américain, avec la suspension fédérale de plusieurs projets en construction, soumis à réévaluation des permis.

Dans ce contexte, ENGIE a intégré l'hypothèse d'un décalage de quatre ans pour ses projets d'éolien en mer et a revu à la baisse ses ambitions de croissance pour les capacités renouvelables terrestres, afin d'adapter sa stratégie de développement à un environnement réglementaire désormais plus restrictif. Dans ces circonstances, les projets connaissent des retards significatifs et un renchérissement des coûts.

Cependant, situés à proximité des principaux centres de consommation américains, les projets bénéficieront de la croissance prévue de la demande énergétique globale aux États-Unis et plus particulièrement de l'augmentation de la demande en énergie verte. Les accords d'achat d'électricité de ces projets devraient donc les rendre rentables, avant que la décision finale d'investissement ne soit prise. Ocean Winds poursuit le dialogue avec les autorités et les parties prenantes pour sécuriser le cadre d'exploitation.

Évolutions réglementaires

En 2025, le cadre politique et réglementaire des activités liées aux énergies renouvelables a connu des évolutions importantes. Ainsi, le *One Big Beautiful Bill Act*, loi signée le 4 juillet 2025, prévoit la suppression des principaux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et le retrait de plusieurs dispositions clés de l'*Inflation Reduction Act,* adopté sous l'administration précédente. Cela implique la réduction des financements fédéraux et l'introduction de nouvelles contraintes telles que des règles plus strictes liées aux *Foreign Entities of Concern* (FEOC). La fin progressive du régime des crédits fiscaux (ITC – *Investment Tax Credit*/PTC – *Production Tax Credit*) et la mise en place de mesures visant à relocaliser une partie de la chaîne de valeur des activités industrielles aux Etats-Unis rendent également l'environnement moins favorable.

1.3.1.4 Activités en Amérique du Sud

Deux des cinq marchés clés d'ENGIE se situent en Amérique du Sud, où le Groupe détient des positions fortes avec 12,7 GW d'hydroélectricité (principalement au Brésil), 3,7 GW d'éolien terrestre, 3 GW d'énergie solaire et 0,4 GW de stockage par batterie.

En Amérique du Sud, ENGIE exploite et développe ses activités de production d'électricité dans un cadre reposant majoritairement sur des PPAs (*power purchase agreement*) long terme, contractés avec les distributeurs d'électricité, et sur des contrats bilatéraux conclus directement avec des clients commerciaux et industriels. Ce modèle offre une visibilité économique robuste et soutient le développement compétitif du portefeuille de la GBU *Renewable and Flex Power* dans la région.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 12,4 GW d'hydroélectricité, 2,5 GW d'éolien terrestre et 1,6 GW de photovoltaïque. En 2025, ENGIE a mis en service au Brésil le parc solaire Assú Sol et le parc éolien Serra do Assuruá, les plus importants de son portefeuille global. Ils sont d'une capacité de 0,8 GW chacun. Ces projets illustrent la capacité du Groupe à développer des infrastructures de grande échelle tout en soutenant l'emploi local et des initiatives sociales au bénéfice des communautés environnantes.

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP, filiale à 100% d'ENGIE), détient 68,71% du capital d'ENGIE Brasil Energia (EBE), qui est responsable de la production centralisée d'électricité et des activités de transport. EBP détient une participation de 40% dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A., qui possède la centrale hydroélectrique de Jirau (3,7 GW).

Au **Chili**, par l'intermédiaire de sa filiale ENGIE Energia Chile (EECL), détenue à 60%, ENGIE dispose de 1,5 GW de capacité renouvelable, dont 0,5 GW de solaire et 0,7 GW d'éolien terrestre, 0,4 GW de stockage par batteries et 0,05 GW d'hydroélectricité.

Au **Mexique**, le Groupe exploite 1 GW (0,8 GW d'énergie solaire, 0,2 GW d'éolien terrestre).

Au **Pérou**, ENGIE, par l'intermédiaire d'ENGIE Energia Peru (détenue à 61,77% par ENGIE), exploite 0,3 GW de capacité hydroélectrique, 0,3 GW d'éolien terrestre, 0,1 GW de capacité solaire ainsi que 0,03 GW de stockage par batterie. Le parc éolien de Punta Lomitas est le plus grand du pays et reprend le contrat de vente d'électricité de la centrale à charbon Ilo21 qui a cessé d'être exploitée.

ENGIE est également présent au **Chili** et au **Pérou** dans le cadre des activités thermiques. Au **Chili**, ENGIE dispose d'une large infrastructure thermique dans le nord du Chili pour un total de 1,3 GW. Le Groupe y exploite un portefeuille diversifié de centrales à cycle combiné ou à cycle ouvert au gaz naturel, d'unités au charbon qui sont progressivement arrêtées (finalisation en 2027) ou converties au gaz naturel, ainsi que des turbines à gaz et des moteurs diesel.

À ce titre, le Groupe se concentre sur la conversion au gaz naturel de l'unité IEM à Mejillones tandis que certaines infrastructures du site de Tocopilla seront réutilisées pour héberger un condensateur synchrone, permettant de contribuer à la sécurité d'approvisionnement du pays.

Au **Pérou**, ENGIE exploite des actifs qui représentent 2 GW, avec des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel à Chilca, ainsi que des centrales électriques au diesel à Ilo.

Au **Mexique**, ENGIE exploite des centrales à gaz de cogénération [(1)] représentant une capacité combinée de 300 MW.

Évolutions réglementaires

En 2025, le cadre réglementaire brésilien évolue fortement avec la réforme du marché de l'électricité (*Preliminary Law* n° 1.300, publiée en mai 2025) qui accélère l'ouverture du marché libre et redéfinit les mécanismes de soutien. Cette réforme prévoit la fin progressive des réductions appliquées aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution pour les énergies renouvelables, désormais limitées aux contrats enregistrés avant le 31 décembre 2025. Elle prévoit également une évolution des dispositifs relatifs à la gestion et à la compensation des limitations de production (*curtailment*). Pour ENGIE, ces évolutions modifient les conditions économiques applicables aux futurs projets et nécessitent un ajustement des stratégies de développement afin de tenir compte du nouveau cadre tarifaire et opérationnel.

1.3.1.5 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite une capacité renouvelable de 3,9 GW dans la région, dont 1,7 GW d'énergie solaire, 2 GW d'énergie éolienne terrestre et 0,2 GW de stockage batterie.

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille de capacité installée d'environ 1,3 GW en énergies renouvelables, dont 1 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre. En **Malaisie**, ENGIE détient 0,1 GW de solaire. En **Australie**, ENGIE possède 0,1 GW de solaire, 0,2 GW d'éolien terrestre et 0,2 GW de stockage batterie. Le Groupe y exploite également plusieurs centrales à gaz totalisant une capacité de 723 MW. Ces installations apportent de la flexibilité au système australien et permettent de tirer parti des opportunités d'arbitrage sur les marchés.

ENGIE bénéficie d'une position forte dans les pays du **Conseil de Coopération du Golfe** depuis de nombreuses années. La croissance soutenue dans cette région crée des opportunités pour ENGIE de développer ses activités en cohérence avec sa stratégie de transition énergétique en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs de production d'électricité renouvelable et de flexibilité. En 2025, ENGIE a été sélectionné pour le développement, la construction et l'exploitation du parc solaire de Khazna de 1,5 GW. ENGIE est également présent dans les activités de dessalement d'eau dans le cadre de contrats publics d'achat à long terme.

À la suite du réalignement stratégique et à la vente des actifs au Bahreïn et au Koweït, ENGIE opère à fin 2025 des capacités de production électriques thermiques totales de 23,7 GW en Arabie saoudite (7,5 GW), aux Émirats arabes unis (9,7 GW), à Oman (2,7 GW), et au Qatar (3,8 GW). Les installations de dessalement en exploitation ou en construction dans ces 4 pays produisent près de 5,4 millions de m^3 d'eau/jour. Le portefeuille d'activités et les relations avec les parties prenantes locales permettent au Groupe d'étendre les contrats à long terme et de renforcer leur contribution aux résultats du Groupe. Par exemple, l'exploitation des centrales de Shuweihat (1,2 GW) et Umm Al Nar (1,5 GW) aux Émirats arabes unis sera prolongée dès 2027 pendant 2 et 15 ans, respectivement.

Enfin en Afrique, ENGIE exploite des actifs en **Égypte** (0,9 GW d'éolien terrestre), au **Maroc** (0,4 GW d'éolien terrestre), et en **Afrique du Sud** (0,6 GW de photovoltaïque, 0,25 GW d'éolien terrestre). ENGIE détient également en Afrique du Sud une participation minoritaire dans deux centrales diesel "de pointe" à cycle ouvert, représentant une capacité totale de 1 GW. Par ailleurs, une unité de dessalement est en cours de construction au **Maroc**, avec une capacité prévue de 100 000 m^3 d'eau par jour.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

1.3.2 GBU *Networks*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	7 992	7 236	+10,5%
EBIT *(en millions d'euros)*	3 054	2 430	+25,7%
Longueur des réseaux de distribution de gaz *(en km)*	261 984	260 430	+0,6%
Longueur des réseaux de transport de gaz *(en km)*	39 775	39 692	+3,4%
Longueur des réseaux de transport d'électricité *(en km)*	5 892	5 444	+8,2%

1.3.2.1 Missions et stratégie

La GBU *Networks* est en charge du développement, de l'exploitation et de la maintenance d'infrastructures gazières (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux méthaniers) et de réseaux électriques. Elle est également en charge de la production de gaz renouvelables (biométhane, hydrogène).

ENGIE est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe et dispose de 8 000 km de lignes électriques en opération, en construction ou en développement, en Amérique du Sud. ENGIE est aussi le 2e producteur de biométhane en France.

Les infrastructures électriques et gazières sont au cœur de la transition énergétique :

- le gaz, progressivement verdi à travers le développement des gaz renouvelables (biométhane, hydrogène, e-méthane), est un vecteur indispensable de la transition énergétique ;
- les réseaux électriques sont indissociables du développement des énergies renouvelables qu'il faut connecter, transporter et distribuer.

La stratégie poursuivie par la GBU *Networks* peut se résumer en quatre points :

- **assurer la performance opérationnelle des infrastructures** gazières et électriques du Groupe ;
- **adapter les infrastructures gazières d'ENGIE aux gaz renouvelables** (biométhane, hydrogène, e-méthane) ;
- **accélérer la production de gaz renouvelables** en France (biométhane, hydrogène, e-méthane) et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ;
- **accélérer le développement des infrastructures électriques** à l'international.

Marché et environnement concurrentiel

Un régulateur national indépendant, dans la plupart des pays où le Groupe est actif, établit un système de rémunération des réseaux avec des formules dont les paramètres sont revus en général tous les quatre ans. 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 économique des infrastructures gaz et des réseaux électriques d'ENGIE est, sauf exception (réseau TAG, voir Section 1.3.2.3), principalement régulé. La régulation qui s'appliquera aux développements d'infrastructures d'hydrogène réalisés par les filiales compétentes d'ENGIE est en cours de définition.

L'activité liée au biométhane reste locale et fragmentée avec un grand nombre d'acteurs (développeurs locaux, entreprises spécialisées dans la production de biométhane, entreprises de l'industrie pétrolière et gazière, *Utilities)*. Parmi eux, des leaders ont émergé et ont construit leur développement localement, comme *Archaea Energy* aux États-Unis, *JMalucelli* au Brésil, *SGN* au Royaume-Uni. Des opérations d'acquisition ont permis à des acteurs internationaux de l'industrie pétrolière et gazière et des *Utilities*, de se constituer un portefeuille d'actifs et de projets européens voire mondiaux.

Le Groupe prévoit un maintien du niveau actuel des investissements dans la filière des gaz verts. Cette approche est largement confortée par le développement rapide du cadre règlementaire pour accompagner l'essor de l'hydrogène et du biométhane dans l'Union Européenne. Le train de mesures sur le gaz adopté en avril 2024 fixe un objectif européen de production de biométhane (35 bcm à horizon 2030), une définition des gaz bas-carbone (1), un cadre réglementaire pour la régulation des infrastructures hydrogène et des obligations de planification des infrastructures dont la mise en œuvre est confiée aux États et aux opérateurs.

Si le rôle que joueront à plus long terme les vecteurs gaz (biométhane issu de différentes filières technologiques, hydrogène vert et hydrogène bleu, méthane fossile couplé à la capture et à la séquestration du CO_2) dans la décarbonation de l'économie française est encore incertain, différencié selon les types de consommateurs et en discussion dans le cadre de la SNBC (*Stratégie Nationale Bas Carbone*), leur remplacement total par le vecteur électrique n'est pas envisageable pour des raisons tant techniques (impossibilité de se passer d'un vecteur gaz dans certains process industriels, impossibilité d'installer des pompes à chaleur dans toutes les typologies de bâtiments) qu'économiques (surinvestissements nécessaires dans le système électrique si la flexibilité qu'apporte le système gaz n'était pas conservée).

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

1.3.2.2 Activités en France

En France, les orientations politiques en matière de transition énergétique visent à contribuer à l'objectif de neutralité carbone [(1)] à l'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). Les principales conclusions du rapport de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) [(1)] d'avril 2023 sur l'avenir des infrastructures gazières, celles issues de la consultation publique sur la "décarbonation du bâtiment" à l'été 2023 (qui met en évidence les difficultés liées à une éventuelle interdiction d'installation de nouvelles chaudières gaz dans les logements existants), de même que celles de la consultation publique réalisée en novembre-décembre 2024 sur le projet de PPE3 (*Programmation pluriannuelle de l'énergie*) 2025-2035, adoptée en février 2026, donnent au gaz une place importante dans un mix énergétique équilibré, en faveur duquel le Groupe plaide.

1.3.2.2.1 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 ainsi qu'aux producteurs de biométhane. Son nouveau projet d'entreprise fondé sur la décarbonation, place l'entreprise sur une trajectoire compatible avec l'Accord de Paris. La décarbonation de ses activités est opérée sur les trois *scopes* grâce à la transformation de ses métiers, une première mondiale pour une entreprise de distribution de gaz. Le projet d'entreprise ambitionne ainsi d'ici 2030 de multiplier par cinq l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux et de diviser par deux les émissions de gaz à effet de serre [(1)] de l'entreprise. Il prévoit également l'accompagnement de ses parties prenantes dans leur propre décarbonation.

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz 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 Schéma Directeur Investissements/Plan Pluriannuel d'Investissement) ; la mise en place d'indicateurs de qualité de service, avec des pénalités pour GRDF en cas de non-réalisation des engagements. En 2025, environ 150 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, en tant que 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 25 Entreprises locales de distribution (ELD). Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales concédantes peuvent renouveler leurs concessions.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, les communes non desservies en gaz 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. En juillet 2024 la CRE a validé le tarif ATRD 7 qui a conduit à une hausse de 27,5% par rapport au niveau de l'ATRD 6. Cette hausse (20 points) s'explique principalement par un effet de rattrapage des recettes non perçues lors de l'ATRD 6 (Covid, crise énergétique 2021-2023, inflation élevée) ainsi que par une baisse des consommations plus rapide que celle prévue au moment de l'élaboration de l'ATRD 6. Par ailleurs, au sein de chaque période tarifaire ATRD [(1)] (d'une durée de 4 ans), la CRE décide une fois par an des évolutions du tarif afin de l'adapter le plus justement au contexte économique et à la réalité des consommations. L'ATRD 7 a ainsi été revalorisé de +6,06% au 1er juillet 2025, sous l'effet de l'inflation (+1,15%), d'un terme structurel d'évolution annuelle (+1,91%), et d'un rattrapage de recettes réalisées en 2024 inférieures au prévisionnel.

Le tarif permet à GRDF d'assurer ses missions essentielles au service des collectivités et de ses clients individuels et industriels, au premier rang desquelles demeurent la sécurité des réseaux. Sur la période ATRD 7, GRDF dispose des moyens pour mener ses projets structurants tels que verdissement du gaz et le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France.

Au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF continue à déployer son programme de Recherche et Développement pour préparer l'intégration des nouveaux gaz renouvelables, dans le but de jouer pleinement son rôle d'accompagnement dans la décarbonation et de préservation d'un mix énergétique équilibré et diversifié.

Pour la période 2024-2027, la CRE a retenu un taux de rémunération de la base d'actifs régulés de GRDF de 4,0% – réel avant impôts – pour les actifs mis en service avant 2024, et de 5,3% - nominal avant impôt – pour les investissements réalisés à compter de 2024.

La CRE décide une fois par an des évolutions du tarif afin de l'adapter le plus justement au contexte économique et à la réalité des consommations. L'ATRD 7 a ainsi été revalorisé de +6,06% au 1er juillet 2025, sous l'effet de l'inflation (+1,15%), d'un terme structurel d'évolution annuelle (+1,91%) fixé par la délibération de la CRE du 15 février 2024, et d'un rattrapage de recettes réalisées en 2024 inférieures au prévisionnel.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

1.3.2.2.2 NaTran[1]

NaTran est une filiale indépendante d'ENGIE, détenue par ENGIE, SIG (Société d'Infrastructures Gazières) et ses salariés à hauteur respectivement de 60,8%, 38,6% et 0,6% du capital.

Activités

NaTran 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. Ce réseau permet d'acheminer le gaz entre fournisseurs, producteurs de biométhane et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). NaTran 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.

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

Évolutions réglementaires

La méthodologie et les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit "ATRT 8" applicables pour 2024-2027 ont été fixés par une délibération de la CRE du 30 janvier 2024. Cette délibération fixe en outre le taux de rémunération des actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) [2] avant le 31 décembre 2023, à 4,1% (réel avant impôts). Les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés au taux nominal de 5,4% avant impôts et la durée d'amortissement régulatoire a été réduite de 50 ans à 30 ans pour les nouvelles canalisations. Pour mémoire, le taux de rémunération de base d'actifs régulés de NaTran pour 2020-2023 était de 4,25% (ATRT 7).

Dans ce cadre et en application de la méthodologie et des hypothèses d'inflation retenues, la délibération de la CRE du 29 janvier 2025 a fait baisser les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran, pour application au 1er avril 2025, de 0,67% pour le réseau principal [2] et de 0,55% pour le réseau régional [2].

La Commission Européenne a publié le 13 juin 2024 la directive (UE) 2024/1788 concernant les règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène. Cette directive est accompagnée d'un règlement (Règlement (UE) 2024/1789 du 13 juin 2024 sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène). Ces documents définissent notamment un cadre pour la régulation de l'accès aux infrastructures hydrogène, similaire à celui du gaz naturel. Ces dispositions devront être transposées en droit français. NaTran entend se positionner comme opérateur de transport d'hydrogène dans ce cadre.

Projets en lien avec les gaz verts démarrés ou réalisés au cours de l'année 2025

NaTran, 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.

NaTran contribue à l'émergence du vecteur énergétique hydrogène en développant des projets d'infrastructures de transport d'hydrogène au niveau des bassins de production et de consommation d'hydrogène les plus dynamiques : Moselle-Sarre, Alsace, Fos-sur-Mer, etc. NaTran est en outre partie prenante d'un projet qui reliera la péninsule ibérique à l'Allemagne, notamment via son projet Hy-FEN entre Fos-sur-Mer et l'Allemagne, et via un projet de canalisation offshore Barcelone – Fos-sur-Mer, ce dernier étant porté avec d'autres partenaires.

NaTran est impliqué dans l'émergence du captage, de l'utilisation et de la séquestration du carbone pour la partie logistique par canalisation. NaTran est impliqué dans deux projets de transport de CO_2 en France à Dunkerque (canalisation à terre et ouvrage en mer vers la Norvège), et Saint-Nazaire et son *hinterland*.

En outre, la production de biométhane a continué de s'accroître, atteignant une capacité d'injection de 15,5 TWh par an à mi-janvier 2026 sur les réseaux de gaz en France, comparé à 14,5 TWh à fin décembre 2025.

Consommation et flux de gaz

Sur 2025, par rapport à 2024, la consommation de gaz est en baisse dans l'industrie (hors production d'électricité centralisée) ainsi que dans les bâtiments (après correction des effets climatiques), mais la consommation de gaz pour la production d'électricité est en hausse – en léger rebond par rapport à l'année dernière, où cette consommation avait été faible du fait du bas niveau des prix de l'électricité (reflétant l'abondance relative de la production d'électricité nucléaire et renouvelable en particulier hydraulique, et la faiblesse de la demande d'électricité au premier semestre 2024). Les recettes de NaTran étant constituées essentiellement de ventes de capacités de transport [2], elles sont peu sensibles aux variations de court terme des volumes effectivement consommés en France.

En 2025, comme en 2024 et 2023, l'activité de transport de gaz est restée marquée par l'arrêt quasi-total des importations de gaz russe en Europe par canalisations depuis 2022, ce qui a entraîné depuis lors 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 un point de sortie de gaz vers l'Est, notamment vers la Belgique et l'Allemagne.

Cette évolution a été permise par le réseau de NaTran, renforcé significativement ces dix 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, par le point d'interface d'Obergailbach. NaTran a également maintenu le système Ecogaz, lancé en 2022, pour inciter les clients qui le peuvent à réduire leur consommation de gaz pendant les périodes les plus tendues. Tous ces éléments ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France au cours de l'hiver 2024-2025.

1.3.2.2.3 Elengy

Avec plus de 60 ans d'expérience, Elengy est reconnu comme un acteur majeur du GNL en Europe. Filiale de NaTran depuis 2017, Elengy possède et exploite trois terminaux méthaniers en France, situés à Montoir-de-Bretagne et Fos-sur-Mer. Ces installations portuaires sont conçues pour la réception du Gaz Naturel Liquéfié (GNL), son stockage et sa regazéification pour injection dans le réseau de transport. Au 31 décembre 2025, la capacité totale annuelle de regazéification est de 21,5 milliards de m^3 (Gm^3).

(1) Dénommé GRTgaz jusqu'en février 2025.
(2) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

La stratégie d'Elengy est structurée en trois axes principaux :

- la décarbonation de ses actifs et de ses activités, avec une transformation en tant que *hubs* multiservices de décarbonation à long terme ;
- la décarbonation de la mobilité lourde (terrestre et maritime) ;
- la décarbonation des industriels, notamment via les projets de Captage et Stockage du Carbone (CSC) ("GO-CO_2" pour décarboner les sites industriels du Grand Ouest de la France et "Rhône CO_2" dans la Vallée du Rhône), ainsi que le projet Medhyterra consistant à réaménager une partie du terminal méthanier [(1)] de Fos Tonkin en terminal d'importation d'ammoniac bas-carbone.

Installations

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. Les deux appontements permettent d'accueillir des navires transportant jusqu'à 267 000 m^3 de GNL y compris les méthaniers de type Q-max [(1)]. Le terminal de Montoir dispose de trois baies de chargement de camion-citerne avec une capacité annuelle de 8 000 créneaux de chargement.

Le **terminal de Fos-Cavaou** a été mis en service commercial en 2010. Sa capacité de regazéification actuelle est de 10 Gm^3 de gaz par an. Il dispose d'un appontement pouvant accueillir les navires de taille Q-max et de trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3 de GNL. Le terminal permet également le rechargement de méthaniers en GNL, et le chargement de camions pour du GNL porté. Depuis 2022, Elengy développe un service de chargement en GNL de navires souteurs qui permet d'approvisionner directement en carburant des bateaux de croisière et des porte-conteneurs (une quarantaine d'opérations a été réalisée l'année dernière). Le terminal de Fos-Cavaou dispose de quatre baies de chargement de camion-citerne avec une capacité annuelle de 22 000 créneaux de chargement.

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 de 1,5 Gm^3. Le terminal de Fos-Tonkin dispose de deux baies de chargement de camion-citerne. L'activité de réception de GNL du terminal de Fos Tonkin, s'arrêtera à la fin de l'année 2028.

Outre la réception la regazéification du GNL, Elengy propose à partir de ses installations une large variété de services complémentaires :

- le rechargement de méthaniers en GNL ;
- le transbordement entre navires ;
- le chargement de citernes routières de GNL ;
- le chargement de navires souteurs (pour l'approvisionnement direct de navires de croisière et de porte-conteneurs).

Depuis fin 2024 Elengy dispose pour ses terminaux de Fos Cavaou et Montoir d'une certification via les mécanismes de schémas volontaires RED pour la production de preuves de durabilité bio-GNL.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. L'accès à la regazéification est régulé. La délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés (ATTM 7), pour la période débutant le 1er avril 2025, a été adoptée par la CRE le 6 février 2025. Elle intègre notamment une réduction de la durée d'amortissement régulatoire maximale à 20 ans pour les nouveaux investissements du terminal de Fos-Cavaou, cette durée étant déjà applicable sur le terminal de Montoir-de-Bretagne.

Le 19e train de sanctions à l'encontre de la Russie adoptée le 23 octobre 2025 par l'Union européenne interdit les contrats à court terme pour le GNL russe à partir du 25 avril 2026 et les contrats GNL à long terme à partir du 1er janvier 2027. Dans l'état actuel des textes, ces mesures auront un impact très limité sur Elengy.

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

1.3.2.2.4 Storengy

Avec Storengy, le Groupe est l'acteur de référence du stockage souterrain [(1)] 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 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 site en gisement déplété. Deux de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises.

Après une exploitation réduite pendant une dizaine d'année du site en gisement déplété de Trois-Fontaine l'Abbaye, Storengy exploite les installations existantes depuis janvier 2023 pour permettre le soutirage d'une partie du gaz encore présent dans le réservoir. 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. Cette activité s'intègre dans un projet global de réhabilitation complète du site en concertation avec les acteurs locaux (administration, pouvoirs publics, collectivités, associations, riverains).

En **Allemagne**, Storengy Deutschland exploite six stockages (1,7 milliard de m^3, trois sites salins, trois sites déplétés) et opère un septième stockage pour le compte de tiers.

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

En **Europe**, Storengy prépare la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables (biométhane, méthane de synthèse, hydrogène) afin de contribuer à la décarbonation des usages. A ce titre, Storengy a finalisé en juin 2025 le projet pilote **HyPSTER** à Etrez, et développe le projet **GeoH2** sur le site de Manosque (stockage d'hydrogène à grande échelle par conversion de deux cavités salines existantes). Le projet HyPSTER est un démonstrateur de stockage d'hydrogène vert en cavité saline qui a pour vocation de prouver la faisabilité technique du stockage de gaz et sa capacité à fournir aux systèmes hydrogène et électrique un service de flexibilité horaire et saisonnier. D'autres projets sont à l'étude :

- en **France**, **Storgrhyn** dans la région Grand Est (recherche de potentiels géologiques pour du stockage d'hydrogène en cavités salines) ;
- au **Royaume-Uni**, **HyKeuper** (création de cavités salines pour du stockage d'hydrogène dans le cadre du projet d'infrastructures HyNet). Concernant **HyNet**, il convient de préciser qu'il s'agit d'un *cluster* incluant des infrastructures de stockage, de transport, de production, et en aval, des consommateurs d'hydrogène. Le projet de stockage souterrain d'hydrogène HyKeuper fait partie intégrante de HyNet ;
- en **Allemagne**, **Salthy** (création de deux cavités salines pour stockage d'hydrogène).

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

Évolutions réglementaires

Dans le cadre du règlement stockage, mis en place temporairement suite à la crise énergétique de 2022, l'UE avait fixé un objectif contraignant de remplissage des stockages de gaz à au moins 90% d'ici au 1er novembre chaque année. Celui-ci était atteint au niveau européen tous les ans jusqu'au 1er novembre 2024.

Cet objectif contraignant a contribué à exacerber les difficultés de commercialisation des capacités de stockage en Europe sur l'hiver 2025-2026.

Face à cette situation, l'UE a introduit diverses flexibilités lors de la prorogation du règlement stockage jusqu'en 2027, afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement tout en limitant les impacts sur les marchés du gaz. Ces flexibilités sont d'ordre temporel et potentiellement en volume en cas de conditions de marché défavorables.

Malgré des conditions peu favorables, Storengy a vendu l'ensemble de ses capacités de stockage disponibles pour l'hiver 2025-2026 et atteint un taux de remplissage de plus de 90% avant l'échéance du 1er novembre, comme les années précédentes depuis 2022.

Dans le contexte de transition énergétique, les stockages de gaz jouent un double rôle pour sécuriser et donner de la flexibilité au système énergétique dans un environnement où les flux de gaz sont plus imprévisibles. En effet, le GNL, plus soumis aux dynamiques de marché globales, représente une part croissante des approvisionnements. D'autre part, la demande est plus variable, notamment en raison de la part croissante des renouvelables dans le mix énergétique. Ainsi, les infrastructures de stockage sont essentielles pour équilibrer ces effets.

Sur le modèle de revenus, plus spécifiquement, la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 31 janvier 2024 fixe pour Storengy France les modalités du tarif ATS3 pour la période 2024-2027. Le taux de rémunération applicable aux actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant le 31 décembre 2023 est de 4,6% réel avant impôts. En outre, les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,9% avant impôts, sur une période réduite de 50 à 30 ans.

1.3.2.2.5 *Renewable Gas*

Renewable Gas (RG), acteur majeur dans la production de gaz vert, est l'entité d'ENGIE dédiée au développement et à la production de biométhane en Europe. Avec 350 salariés et 42 unités de production réparties dans quatre pays européens, **France**, **Royaume-Uni**, **Belgique** et **Pays-Bas**, RG dispose d'une capacité totale installée de 1,2TWh/an à fin 2025. RG a une activité de développement en **Pologne** et **Espagne**, mais rien en opération. Plus globalement, RG poursuit son déploiement en Europe tout en accélérant l'industrialisation et l'augmentation de la capacité de ses unités avec pour ambition de produire 10 TWh en 2035. Le biométhane, produit par méthanisation de matières organiques (effluents agricoles, biodéchets, etc.), est injecté dans les réseaux gaziers existants et constitue une solution immédiate pour remplacer le gaz naturel. ENGIE participe activement à cette dynamique de substitution en développant des partenariats avec le monde agricole, en valorisant les déchets et en contribuant à l'économie circulaire.

Évolutions réglementaires

Dans le cadre de sa trajectoire de contribution à l'objectif de neutralité carbone, l'Union européenne (UE) souhaite développer la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone à grande échelle dans le cadre du plan RePowerEU. Des cibles contraignantes de consommation d'hydrogène renouvelable et dérivés ont été fixées pour l'industrie et le transport dans le cadre de la directive européenne RED III. Le règlement ReFuelEU aviation prévoit également des cibles contraignantes pour les e-fuels. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique renforcée mais doivent encore être concrétisées, notamment via un processus simplifié et accéléré de mise à disposition des fonds.

Chaîne de valeur et rôle stratégique

- **Production locale** : RGE s'appuie sur des unités territoriales pour créer des écosystèmes énergétiques durables.
- **Injection et traçabilité** : mise en place de garanties d'origine et de mécanismes de certification pour sécuriser la chaîne de valeur.
- **Mobilité verte et industrie** : développement du bioGNV (gaz naturel de véhicule) et du bioGNL pour le transport routier et fluvial.

Projets emblématiques et innovations

- **Méthanation avancée** : intégration de technologies permettant la valorisation du CO_2 biogénique pour produire des e-carburants (e-méthane, *e-SAF,* c'est-à-dire électro-carburant d'aviation durable).
- **Digitalisation** : outils de surveillance pour améliorer la performance des unités et réduire les coûts d'exploitation, utilisation de l'intelligence artificielle pour optimiser la recette des intrants.

Objectifs et perspectives

ENGIE vise une part significative du biométhane dans son portefeuille gaz, en cohérence avec son ambition de neutralité carbone et son rôle dans la dorsale européenne des gaz décarbonés. Cette trajectoire s'accompagne d'investissements dans la R&D pour améliorer les rendements, réduire les coûts et développer des solutions innovantes pour la mobilité et l'industrie.

1.3.2.2.6 Activités Hydrogène

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 *Local Energy Infrastructures*) ainsi que de capacités de production d'énergie renouvelable et du savoir-faire commercial de la GBU *Supply & Energy Management*.

En **France,** en **Allemagne** et au **Royaume-Uni**, le Groupe se développe autour des infrastructures de transport (NaTran - voir Section 1.3.2.2.2) et de stockage (Storengy - voir Section 1.3.2.2.4) existantes qui sont au cœur de la future dorsale hydrogène européenne.

Le Groupe développe en priorité des projets dans les pays où l'hydrogène renouvelable peut être produit de façon compétitive et où il 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.

Description des activités

La GBU *Networks* 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 décarboné à grande échelle. ENGIE a une approche globale et progressive en développant des projets avec des clients industriels dans les zones géographiques les plus favorables. ENGIE vise les industries dont la décarbonation est particulièrement complexe, ainsi que les

consommateurs actuels d'hydrogène. L'électrification n'est en effet pas toujours 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, etc.). ENGIE a pour ambition d'atteindre 4 GW de capacité d'électrolyse en 2035.

En juillet 2025, ENGIE a démarré le projet Hycoflex d'injection de 100% d'hydrogène dans une turbine à gaz de 12 MW de Siemens, à la suite du projet HyflexPower, ouvrant la voie à l'utilisation d'hydrogène dans ses centrales à gaz en Europe. En testant plusieurs mélanges d'hydrogène et de méthane, le projet permet de mesurer concrètement les impacts de l'hydrogène sur les performances et la maintenance des turbines.

En juin 2025, le projet d'ENGIE France KerEAUzen a reçu une subvention de l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) pour financer les études d'Ingénierie de base, et a signé un accord de fourniture de CO_2 biogénique avec SUEZ et d'autres partenaires. Le projet vise la production de *e-SAF* pour décarboner le secteur du transport aérien grâce à la combinaison de CO_2 biogénique et d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir d'électricité renouvelable et bas carbone.

Fourniture décentralisée d'hydrogène : ENGIE, via la GBU *Local Energy Infrastructures*, 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 de transports.

Dans ce cadre, en mars 2025 ENGIE a signé un contrat de dix ans avec un industriel consommateur d'hydrogène en France pour la fourniture combinée d'hydrogène et de chaleur, et l'exploitation et maintenance d'un électrolyseur d'une capacité de 1 MW sur site. ENGIE exploite à ce jour des infrastructures d'hydrogène en France pour une capacité de production cumulée de 6 MW.

Infrastructures : l'adaptation et la conversion des infrastructures au développement de l'hydrogène est une priorité pour le Groupe.

Outre des projets pour raccorder producteurs et consommateurs d'hydrogène au sein de *hubs* industriels, NaTran est fortement impliqué dans le développement d'une dorsale européenne de l'hydrogène à travers le projet H2med, hydrogénoduc reliant le Portugal et l'Espagne à la France et l'Allemagne (voir Section 1.3.2.2.2) pour lequel les études de pré-faisabilité se poursuivent. Storengy développe un service de stockage souterrain d'hydrogène afin de permettre une fourniture fiable et flexible d'hydrogène (projets HyPSTER et GeoH2 en France, Salthy en Allemagne, cluster HyNet au Royaume-Uni).

Négoce d'hydrogène : la GBU *S&EM* a pour ambition de se développer dans la vente en gros d'hydrogène bas carbone et des molécules dérivées (méthane, ammoniac, etc.), grâce à un portefeuille d'approvisionnement diversifié, de la vente avec services adaptés aux besoins de chaque client et de la fourniture en électricité et gaz des sites de production d'hydrogène.

Innovation : en matière d'innovation, ENGIE soutient l'investissement dans le développement des technologies de l'hydrogène. ENGIE a inauguré en 2022 son H2 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'hydrogène, de la production à l'utilisation. L'hydrogène naturel pourrait constituer une nouvelle ressource d'hydrogène compétitive et bas carbone pour contribuer à la décarbonation des territoires.

1.3.2.3 Activités en Amérique

1.3.2.3.1 Gaz

Aux **États-Unis**, ENGIE démantèle le terminal de regazéification NEPTUNE LNG LLC situé dans la région de Boston.

Au **Brésil**, le consortium composé d'ENGIE (50%) et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) (50%) possède les actifs de transport de TAG (Transportadora Associada de Gás), qui est l'une des principales entreprises de transport de gaz naturel sur le marché réglementé au Brésil, avec un réseau de *pipelines* de 4 500 km en opération, représentant environ 45% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays et exploité dans le cadre d'un contrat TSA (*Transport Services Agreement* - Accord de Services de Transport) à long terme avec les clients. TAG est l'une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché réglementé au Brésil, avec un réseau de gazoducs de 4 500 km en exploitation, soit environ 45% de toutes les infrastructures gazières du pays. TAG dispose de 11 installations de compression de gaz, de quatorze points d'entrée (dont trois terminaux GNL en exploitation) et de 90 points de sortie, dont un autre en construction. TAG transporte du gaz naturel vers dix sociétés de distribution de gaz (SDL), des raffineries, des usines d'engrais et des centrales thermiques. En 2022, TAG a achevé la mise en place d'un centre de supervision et de contrôle autonome (CSC) à Rio de Janeiro, et a lancé avec succès un processus d'offre de capacité pour l'entrée et la sortie, passant d'un à plus de 20 nouveaux expéditeurs. TAG a continué d'élargir son portefeuille de produits et de diversifier son profil d'expéditeurs. Les nouveaux contrats avec les producteurs, les distributeurs locaux et les gros consommateurs représentent désormais une part importante du chiffre d'affaires de TAG. Le portefeuille des expéditeurs comprend de grandes sociétés pétrolières et gazières internationales telles que Petrobras, Shell, Equinor et Galp.

De plus, plusieurs nouveaux projets sont à l'étude, en développement ou en construction. Deux projets d'investissements significatifs viennent d'être réalisés :

- GASFOR II, un gazoduc de 84 km (boucle dans le réseau existant) et un investissement d'environ 97 millions d'euros (600 millions de réaux brésiliens, valeur non indexée) ;
- une connexion au terminal GNL de Sergipe avec un gazoduc de 25 km et un investissement total d'environ 60 millions d'euros (375 millions de réaux brésiliens, valeur non indexée).

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm3/jour situé dans le nord du Chili, et une participation de 100% dans ENGIE Stream Solutions Chile (qui a absorbé ENGIE Gas Chile début 2025). Cette entreprise assure la livraison de gaz naturel par gazoducs, ainsi que du GNL transporté par camions. En outre, EECL (ENGIE Energia Chile S.A.) détient 100% de Gasoducto NorAndino, un gazoduc d'environ 1 100 kms qui alimente les unités thermiques à gaz d'EECL dans le nord du Chili (CCGT U16 et CTM3, et IEM ST à partir de 2026) et plusieurs clients industriels et miniers. Ce gazoduc comprend également une interconnexion entre l'Argentine et le Chili.

Au **Mexique**, le modèle d'exploitation se fait selon un modèle régulé. ENGIE y exploite huit sociétés de distribution locales qui fournissent du gaz naturel à près de 697 000 clients *via* un réseau de 14 226 km situé dans d'importantes zones d'activité du pays : Bajío, Mexico, Jalisco, Puebla-Tlaxcala, Querétaro, Reynosa-Matamoros, Tampico et Merida. ENGIE exploite également trois gazoducs d'une longueur totale de 1 311 km, fournissant du gaz naturel aux zones économiquement dynamiques de Bajío (gazoducs Bajío), du centre du Mexique (gazoducs Los Ramones II Sur) et de la péninsule du Yucatan (Energía Mayakan), tous deux sous un TSA (Accord de Services

de Transport) de long terme, 25 ans avec la Commission fédérale de l'électricité (CFE). L'oléoduc Bajío, long de 204 km, approvisionne l'une des régions les plus dynamiques du Mexique. En 2016, ENGIE a renforcé sa présence dans cette région avec le gazoduc Los Ramones II Sur, qui fait partie du système national de transport de gaz (SISTRANGAS) Los Ramones, considéré comme l'un des plus importants projets d'infrastructures gazières construits au Mexique ces dernières années. ENGIE a développé Los Ramones II Sur en partenariat avec Brookfield et la société publique Pemex, qui détiennent respectivement 45% et 5% de l'infrastructure. Début 2025, Macquarie Asset Management, l'un des plus grands gestionnaires d'actifs au monde, a acquis totalité les parts de Brookfield.

Dans la péninsule du Yucatan, ENGIE s'est associé en 2024 à Macquarie Asset Management à hauteur de 50% des parts, pour exploiter et étendre le gazoduc Mayakan. Long de 798 kms, le gazoduc fournit en gaz naturel l'ensemble de la péninsule, dans le cadre d'un contrat TSA avec la CFE, qui représente 96% de la capacité du gazoduc. En décembre 2021, ce contrat qui expirait en 2025 a été prolongé jusqu'en 2050, avec la même capacité. En novembre 2022, ENGIE et CFE ont signé un accord de collaboration pour une extension du gazoduc. Cette extension permettra d'alimenter deux nouvelles centrales à gaz (Mérida IV et Valladolid IV) et de répondre à la demande croissante en gaz naturel de la région, contribuant ainsi à sa sécurité d'approvisionnement.

Évolutions réglementaires

La réglementation du gaz **au Chili** est restée stable en 2025, après un vaste programme de re réglementation en 2022-2023, qui n'a pas abouti. Les derniers ajustements réglementaires pertinents, introduits en 2021, comprenaient une règle plus stricte pour les centrale gaz CCGT qui rendait obligatoire leur démarrage en cas d'excès d'approvisionnement en GNL. Enfin, Gasoducto Norandino a bénéficié d'un ajustement tarifaire transitoire depuis fin 2024 pour les livraisons en Argentine, avec une révision tarifaire complète qui a été lancée.

Au **Mexique**, il existe une nouvelle autorité de régulation, la Commission nationale de l'énergie (Comisión Nacional de Energía - CNE), créée au début de l'année 2025. Elle absorbe la plupart des fonctions précédemment occupées par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), aujourd'hui dissoute, y compris l'examen quinquennal des tarifs et le renouvellement des permis.

Les principaux processus réglementaires concernent les licences de distribution et de transport de gaz :

- en juillet 2025, une demande de renouvellement a été déposée pour cinq permis de distribution expirant entre 2027 et 2030. Six plans d'affaires ont été soumis en novembre 2025, et deux autres sont prévus en 2027-2028 ;
- en octobre 2025, une demande de renouvellement du permis de transport de GDB (Gasoducto del Bajío) a été déposée pour prolonger son exploitation de 30 ans. Le plan d'affaires pour la révision tarifaire de Los Ramones II Sur a été soumis en janvier 2026.

Au **Brésil** :

- En avril 2021, une nouvelle loi sur le gaz a été promulguée, mais les dispositions régulatoires ne sont pas encore parues L'harmonisation de la législation fédérale avec celle des États est pourtant obligatoire pour assurer la bonne concurrence sur le marché brésilien du gaz, étant donné que l'ANP réglemente les activités en amont et au milieu de la chaîne du gaz, tandis que les agences locales des États réglementent les activités en aval (27 sociétés de distribution de gaz naturel).
- Le principal risque pour les activités de transport de gaz est le contournement du réseau, avec des projets reliant directement les sources d'approvisionnement en gaz à la consommation (principalement les centrales thermiques, qui représentent environ 40% de la demande totale du pays). Une amélioration du cadre juridique est nécessaire. À cette fin, TAG et le Groupe prennent part au débat public avec les différentes parties prenantes et plus particulièrement avec les décideurs du gouvernement fédéral. Ils suivent de près les évolutions réglementaires et la mise en œuvre du cadre juridique de la nouvelle loi, que ce soit au niveau fédéral ou local.
- Le gouvernement a lancé le programme *"Gas to Employ"* en 2022 pour promouvoir l'utilisation du gaz naturel comme substitut aux carburants plus polluants. TAG participe activement à ce programme.
- En 2024, un décret sur le gaz a été publié afin de coordonner et de stimuler le processus d'ouverture des marchés et de transition énergétique. Plusieurs contributions du TAG ont été prises en compte dans la version finale et les acteurs du marché attendent les mesures pour mettre en œuvre le décret.

1.3.2.3.2 Électricité

Au **Brésil**, ENGIE détient 68,7% d'ENGIE Brasil Energia (EBE). EBE est active dans le secteur du transport électrique depuis décembre 2017. Deux actifs sont pleinement opérationnels depuis février 2023 : Gralha Azul, qui comprend près de 1 000 km de lignes de transport et dix sous-stations (dont cinq nouvelles et cinq agrandies) ; et Novo Estado, qui dispose de 1 800 km de lignes de transport dans les États du Pará et du Tocantins, ainsi que 54 sous-stations (dont une nouvelle et quatre modernisées). En 2022, EBE a remporté le projet Gavião Real, dans l'État du Pará, pour la construction d'une nouvelle sous-station 230/138 kV et d'une ligne de transport de 1,5 km, mise en service en juillet 2024. En juin 2023, ENGIE a remporté une enchère pour le projet Asa Branca visant à construire une ligne de transport de 500 kV longue de 1 000 km et à renforcer cinq sous-stations, afin de connecter la production d'électricité renouvelable de l'État de Bahia (nord-est) à Espírito Santo (sud-est). La première tranche, représentant environ un tiers des revenus totaux du projet, a été mise sous tension en novembre 2025. En septembre 2024, ENGIE a obtenu une concession par enchère pour le projet Graúna, qui comprend six nouvelles lignes de transport – dont une ligne sectionnelle – totalisant environ 740 km, ainsi que la construction de deux nouvelles sous-stations et l'extension de cinq existantes. Ce projet, qui s'étend sur cinq États brésiliens, inclut également l'exploitation continue de quatre lignes existantes (162 km) et de quatre sous-stations situées dans les États de Minas Gerais et Espírito Santo. En juillet 2025, ENGIE a pris en charge l'exploitation complète de ce segment, représentant 5% des revenus totaux du projet. Avec trois systèmes de transport en service et deux en cours de mise en œuvre, ENGIE prévoit de posséder et d'exploiter environ 4 600 km de lignes de transport dans tout le pays d'ici 2029.

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société exploite 2 128 km de lignes de transport d'électricité et 28 sous-stations, dont S/E Roncacho et S/E Liqcau, qui sont entrées en service en 2024. En outre, le Groupe possède deux sous-stations en construction (La Ligua et Totihue), 12 km de ligne de 220 kV (deuxième circuit N. Chuquicamata-Calama), et 22,4 km de ligne de 66 kV (Totihue-Rosario). EECL détient également 50% de Transmisora Eléctrica 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.

Au **Pérou**, ENGIE détient une participation de 62% dans ENGIE Energía Peru (EEP), par l'intermédiaire de laquelle elle exploite 476 km de lignes de transport à 138, 220 et 500 kV. L'électricité produite est injectée dans le Système Électrique Interconnecté National (SEIN). Dans le cadre de sa stratégie d'expansion sur le marché péruvien réglementé du transport, EEP s'est vu attribuer en 2024 le projet Alpamayo via un

appel d'offres du Système de Transport Garanti. Ce projet comprend trois chantiers situés dans les régions de Pucallpa, Junín et Ancash, totalisant environ 170 km de nouvelles lignes de transmission à 220/138/60 kV, ainsi que trois nouvelles sous-stations : Shipibo, Nueva Campas et Huaylas. Le périmètre inclut également l'extension de cinq sous-stations existantes. L'investissement total est estimé à 121 millions d'euros (145 millions de dollars US), avec une mise en service commercial prévue en 2028. En 2025, EEP a créé la société ENGIE Transmisión Perú, une filiale détenue à 100%, pour héberger les concessions attribuées.

Évolutions réglementaires

Le Plan Décennal d'Expansion Énergétique (PDE) du **Brésil** indique les perspectives d'expansion du secteur énergétique sur un horizon de dix ans et est mis à jour chaque année. Le PDE repose sur trois piliers : économique (répondre aux besoins énergétiques liés à l'expansion économique), socio-environnemental (assurer l'accès à l'énergie pour toute la population, promouvoir l'intégration régionale et prendre en compte les autres aspects socio-environnementaux) et stratégique (optimiser l'utilisation des ressources énergétiques dans une vision à moyen et long terme). Dans le scénario de référence du PDE 2025-2034, il est prévu environ 30 000 km de nouvelles lignes de transport sur le réseau d'ici décembre 2034, portant la capacité totale en haute tension du système électrique brésilien à 218 000 km. Pour les sous-stations, il est prévu une capacité installée supplémentaire de 82 000 MVA (Méga Volt Ampère), atteignant un total de 564 000 MVA d'ici 20z34.

Au **Chili**, à la suite d'une modification législative intervenue à la fin de l'année 2024, la responsabilité du lancement des appels d'offres pour les travaux de renforcement des installations de service public incombe désormais au propriétaire de l'actif. Dans ce nouveau contexte réglementaire, ENGIE a organisé en septembre 2025 le tout premier appel d'offres public visant à sélectionner un contractant EPC (*Engineering, Procurement & Construction*) pour les travaux de renforcement du poste de Roncacho, conformément aux besoins identifiés dans le rapport annuel d'extension du réseau de transport.

Au **Pérou**, tout au long de l'année 2025, le ministère de l'Énergie et des Mines a poursuivi l'élaboration de la réglementation relative à l'intégration verticale dans le secteur de l'électricité, avec pour objectif de clarifier les règles de dissociation entre les activités de production, de transport et de distribution d'électricité. Cette clarification offrira à ENGIE une plus grande sécurité réglementaire pour poursuivre son expansion dans le segment du transport d'électricité.

Par ailleurs, en septembre 2025, une nouvelle loi sur la promotion des investissements privés par le biais de partenariats public-privé (PPP) a été promulguée, établissant le cadre réglementaire dans lequel l'Agence de promotion de l'investissement privé, ProInversión, organise les appels d'offres et raccourcissant les délais de lancement de ces appels d'offres pour les projets rémunérés d'infrastructure de transport d'électricité. Le règlement d'application de cette loi a été publié en décembre 2025.

Enfin, en septembre 2025, la Communauté andine a accepté la demande de la République du Chili d'adhérer au cadre réglementaire pour l'interconnexion des réseaux de transport sous-régionaux, marquant ainsi la première étape officielle vers la mise en place d'une interconnexion de transport d'électricité entre le Chili et le Pérou, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives de développement pour ENGIE.

1.3.2.4 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 62,99%. Il s'agit d'un modèle régulé. 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 24 483 km fin 2025, servant plus de 2,2 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 2024, Depomures a obtenu un financement non-remboursable de 12,77 millions d'euros, dans le cadre du programme européen *Connecting Europe Facility* (CEF-Energy), dans le but de construire une nouvelle station de compression. Cet investissement, qui s'inscrit dans le plan de développement du stockage de gaz naturel libellé comme projet d'intérêt commun au niveau européen, va augmenter la capacité de stockage de 33%, consolidant ainsi la sécurité d'approvisionnement dans la région.

En **Allemagne**, ENGIE détient une participation de 31,58% 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.

1.3.3 GBU *Local Energy Infrastructures*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	8 831	8 900	-0,8%
EBIT *(en millions d'euros)*	482	491	-1,7%

1.3.3.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

La GBU *Local Energy Infrastructures* (LEI) est l'un des acteurs de premier plan au niveau mondial[1] des infrastructures énergétiques décentralisées et des services associés. La GBU a pour ambition d'accompagner les clients villes, collectivités, industriels 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.

Forte de près de 28 500 collaborateurs, elle répond aux besoins des collectivités territoriales, des industriels et des acteurs du tertiaire, avec une ambition commune : accélérer la décarbonation des territoires grâce à trois métiers clés – les réseaux de chaleur et de froid urbains, la production d'énergie sur site industriel ou tertiaire, et les services de performance énergétique.

Les **réseaux locaux d'énergie** conçus à l'échelle de quartiers, de villes ou de métropoles, 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, cloacothermie, thalassothermie 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, majoritairement via des modèles d'affaires avec de l'investissement, dits *asset-based*, sur les principaux périmètres suivants :

- les réseaux de chaleur et de froid urbains ;
- les réseaux insulaires d'énergie ;
- la mobilité durable : infrastructures de recharge électrique et de stations biogaz.

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 industriels et tertiaires la création, le développement, la modernisation et l'exploitation de ces infrastructures, majoritairement via des modèles d'affaires *asset-based*, permettant en particulier :

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

Enfin, les **contrats de performance énergétique** combinent la production de l'énergie finale avec le recours aux sources renouvelables et de récupération (solaire photovoltaïque, biométhane, etc.) et l'utilisation de cette énergie de façon efficace et sobre.

La GBU propose ainsi à ses clients - collectivités territoriales, industriels, et acteurs du tertiaire - des contrats incluant des engagements de réduction de la consommation énergétique de leurs bâtiments et des émissions de CO_2 associées.

La GBU propose par ailleurs une gamme de services opérationnels avec l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments, la gestion des énergies, etc.

La combinaison de ces solutions permet de proposer des offres globales sur un patrimoine élargi, en mettant en valeur des synergies qui permettent de créer un avantage compétitif.

Organisation

La GBU *Local Energy Infrastructures* est structurée en 14 entités opérationnelles situées dans cinq pays prioritaires en Europe (France, Allemagne, Italie, Espagne, Pologne), en Asie du Sud-Est (Singapour, Malaisie, Philippines) et au Moyen-Orient, à travers sa filiale Tabreed.

Les équipes centrales assurent :

- le pilotage du périmètre global *via* sept directions fonctionnelles : Finance, Ressources Humaines, Développement & Stratégie, Juridique, Opérations & Performance, Digital et Transformation ;
- la mise en place des référentiels, des outils, des méthodes pour industrialiser les activités de la GBU et améliorer la performance tant commerciale qu'opérationnelle des entités du périmètre ;
- le renforcement des synergies entre les différentes entités opérationnelles.

La GBU *Local Energy Infrastructures* a conduit début 2025 une revue stratégique de son empreinte géographique. Cette analyse s'est appuyée sur plusieurs critères, dont la taille des pays, l'importance des activités de LEI dans chaque zone et le potentiel de croissance des marchés concernés.

Pour piloter cette revue, une entité *ad hoc*, appelée *LEI Rest of the World* (RoW), a été créée (voir Section 1.3.6.2), distincte de la GBU *Local Energy Infrastructures*.

Marché et environnement concurrentiel

Trois typologies d'acteurs interviennent sur l'une ou l'autre des activités de la *GBU Local Energy Infrastructures* :

- des *utilities* qui ont des activités d'infrastructures et/ou de services énergétiques ;
- les fonds d'infrastructures, qui sont plus concentrés sur les activités d'infrastructures, actifs notamment dans les réseaux de chaud, de froid et la mobilité durable ;
- certains acteurs issus de la construction qui développent des entités spécialisées sur les sujets énergétiques, avec un business model différent (travaux, exploitation-maintenance) et une volonté de plus en plus prononcée d'y associer des engagements de performance.

(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 31/12/2023.

1.3.3.2 Activités en France

Réseaux de chaleur et de froid urbains

En 2025, la GBU *Local Energy Infrastructures* a poursuivi l'expansion des réseaux de chaleur et de froid urbains, avec notamment les projets suivants :

- Versailles (Yvelines) : la reconquête du réseau de Versailles s'est concrétisée par un projet ambitieux : la production d'énergie a été largement décarbonée grâce à l'intégration de la géothermie, permettant d'atteindre à terme près de 70% d'énergies renouvelables. Par ailleurs, le périmètre de raccordement a été étendu, doublant ainsi le nombre de sites desservis par le réseau.
- Montceau-les-Mines (Saône-et-Loire) : le réseau a été entièrement verdit grâce à l'arrêt de la cogénération au profit d'une solution biomasse et de récupération de chaleur fatale, accompagné d'une prolongation de la durée du contrat de 12,5 ans.
- Lyon (Rhône) : une extension significative de 50GWh du réseau Plateau Nord représentant 100 bâtiments avec notamment le raccordement du quartier emblématique de la Croix Rousse à Lyon. Elle s'accompagne de la mise en place d'une chaufferie biomasse avec une pompe à chaleur à absorption de 14MW.

Production d'énergie sur site

En 2025, l*a GBU Local Energy Infrastructures* a continué de soutenir les industriels dans leur transition énergétique à travers les projets suivants :

- Airbus (Europe) : Accord cadre de décarbonation de 22 sites industriels d'Airbus en France, Espagne et Allemagne ;
- CEA (Isère) : Construction, financement et opération d'une nouvelle centrale multi-utilités (Pôle Utilités Services) pour le site du CEA Grenoble ;
- Umicore (Sud-est) : Contrat de production d'hydrogène décarboné sur site.

Performance énergétique

En 2025, *la GBU Local Energy Infrastructures* accompagne également les collectivités dans la maîtrise de leur consommation énergétique :

- le Conseil Départemental d'Indre et Loire avec le premier contrat de performance environnementale en France pour une durée de 8 ans. 70 sites sont couverts par des actions d'amélioration de la biodiversité et de la performance énergétique avec un objectif de réduction de 39% des émissions de CO_2, de 29% de la consommation énergétique et de 12% des consommations d'eau potable ;
- le Contrat de Performance Énergétique de la ville de Lille pour une durée de 7 ans, portant sur la modernisation et la conduite des installations énergétiques de plus de 211 bâtiments, avec un objectif de réduction de 20 à 23% des consommations de gaz et de 7 à 14% des consommations électriques.

1.3.3.3 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 630 000 points d'éclairage sous gestion. La GBU fournit par ailleurs, avec sa position de *leader*, des solutions d'efficacité énergétique et des solutions d'utilités sur site aux entreprises et clients du secteur public.

En 2025, la GBU a remporté plusieurs contrats d'efficacité énergétique, notamment avec l'université de Florence. Elle a également renforcé ses relations avec des acteurs du secteur des datacenters, tels que Data4, et consolidé sa position dans le domaine des réseaux de chaleur urbains grâce à l'acquisition de celui de Corsico.

Allemagne

La GBU est un acteur important dans les 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 de gestion et de performance énergétique et détient des expertises spécifiques, notamment en réfrigération. Enfin, la GBU détient depuis plusieurs décennies des participations dans plusieurs *Stadtwerke* – entreprises locales de production et de distribution d'énergie – faisant d'ENGIE en Allemagne un acteur bien ancré dans les territoires.

En 2025, la GBU a accompagné la décarbonation de clients privés et publics, dont la planification et la construction d'un réseau de chauffage urbain à Tettnang alimenté à 100% par des énergies renouvelables, la fourniture d'énergie pour le site de Bayer à Monheim, la construction d'une centrale *Power-to-Heat* de 200 MW pour le compte de Berlin Energie und Wärme et du datacenter de Xion à Rellingen.

Espagne

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

En 2025, elle a obtenu le projet de réseau de chaleur de la ville de Burgos dans le cadre d'une concession de 35 ans et pour 21 MW. Elle a également remporté le projet Heineken Jaén afin de produire de la chaleur industrielle à partir d'une centrale biomasse de 8,9 MW dans le cadre d'un contrat de 10 ans.

Pologne

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

En 2025, la GBU a achevé la sortie du charbon, conformément aux engagements du Groupe, notamment à travers de nouvelles installations de chaudières biomasse et de pompes à chaleur sur les réseaux de chaleur de Slupsk et Zlotów. Ces références démontrent la capacité du Groupe et ses ambitions pour contribuer à la décarbonisation des réseaux de chaleur et des sites industriels en Pologne.

1.3.3.4 Moyen-Orient et Asie du Sud Est

Pays du Golfe arabo-persique

ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), acteur de référence dans les pays du Conseil de coopération du Golfe (CCG) des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent de plus d'un million de tonnes de froid. Tabreed a connu deux succès majeurs en 2025 : le gain de la nouvelle concession de Palm Jebel Ali (Dubaï), et l'acquisition de PAL Cooling à Abu Dhabi.

Asie du Sud-Est

La GBU dispose de solides capacités dans la maintenance technique, l'efficacité énergétique et les systèmes de froid urbains. Elle est aussi active dans des projets solaires distribués et sur des offres clés en main à faible émission de carbone pour des industriels.

En 2025, en Malaisie, la GBU a inauguré une installation de froid urbain pour Sunway Square à Kuala Lumpur, un projet à usage mixte comprenant des bureaux, des commerces, un centre d'arts du spectacle et un bloc universitaire.

1.3.3.5 Recharge pour la mobilité électrique

En 2025, ENGIE Vianeo a poursuivi son développement avec plus de 4 millions de sessions de recharge depuis son lancement, 10 000 points de charge en service et une accélération sur les segments stratégiques tels que :

- la recharge en temps masqué via les parkings INDIGO en centre-ville et les centres commerciaux Unibail Rodamco Westfield, pour près de 500 points de charge rapides (50 kW) et ultra-rapides (400 kW) ;
- la voirie avec le plus grand contrat de concession en Flandre, incluant plus de 6 000 points de charge et 1 GWh d'électricité vendu chaque semaine ;
- la mobilité lourde sur le port de Kiel, en Allemagne, avec la signature d'un partenariat pour le financement, la construction et l'exploitation de deux stations de recharge dédiées aux poids lourds et dont la mise en service est prévue en 2026.

1.3.4 GBU *Supply & Energy Management*

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	42 495	44 717	-5%
EBIT *(en millions d'euros)*	2 357	3 101	-24%
Nombre de contrats énergie BtoC gaz *(en millions)*	10,1	10,3	-1,7%
Nombre de contrats énergie BtoC électricité *(en millions)*	9,4	9,2	+1,5%
Volumes d'électricité livrés aux clients finaux *(TWh)*	232	210	+10,4%

1.3.4.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

Le rôle de la GBU *Supply & Energy Management* (*S&EM*) est de relier les actifs du Groupe aux marchés et à ses clients.

La GBU *S&EM* a deux principales missions :

- **Optimiser la valeur des actifs énergétiques**, gaziers, renouvelables et de stockage du Groupe, gérer les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribuer à la compétitivité du Groupe. *S&EM* optimise près de 60 GW d'actifs énergétiques pour le Groupe et ses clients.
- **Assurer un avenir énergétique fiable, durable et compétitif** à tous nos clients qu'ils soient résidentiels, collectivités ou entreprises. ENGIE sert plus de 200 000 clients BtoB et détient environ 20 millions de contrats BtoC.

Organisation

Active dans 19 pays, la GBU *Supply & Energy Management* opère dans le monde entier et est organisée autour de :

- trois entités opérationnelles (*Operating Areas*) :
  - *Energy Management,*
  - *OneBtoB,*
  - *OneBtoC ;*
- trois départements de soutien opérationnel :
  - portefeuille,
  - développement durable dont stratégie, RSE, comptabilité carbone et communication,
  - numérique, données et *IT* ;
- trois fonctions support :
  - juridique et éthique,
  - finance dont risques,
  - ressources humaines.

Stratégie

La GBU *S&EM* déploie une stratégie de croissance basée sur les piliers suivants :

- **développer un portefeuille équilibré d'électrons et de molécules** où ENGIE opère. En effet, bien que l'électrification progresse, le gaz reste essentiel à un mix énergétique diversifié sur lequel s'appuie la fiabilité et la résilience d'un système énergétique ;
- **fournir toujours plus d'énergie verte à tous les clients** du Groupe afin de les accompagner dans leur transition vers la décarbonation. Pour ce faire, il s'agit de déployer des offres innovantes, sur-mesure, simples, qui consistent en des solutions qui allient gestion de la consommation et flexibilité de la demande, solutions d'optimisation du stockage d'électricité par batteries, fourniture d'électricité décarbonée en continu (24/7) ;
- **renforcer la compétitivité en améliorant l'excellence opérationnelle**, en particulier par l'utilisation de l'intelligence artificielle et la simplification des processus.

S&EM joue un rôle clé en reliant les actifs de production d'énergie aux marchés et, *in fine*, aux consommateurs. La stratégie de *S&EM* pour développer son portefeuille en énergies vertes est soutenue par des initiatives de changement culturel et des programmes de formation spécifiques, ainsi que par la prise en compte de critères sociaux, environnementaux et d'émissions de carbone dans le processus décisionnel. En réduisant de manière proactive l'intensité carbone de ses ventes, *S&EM* contribue au respect par le Groupe de ses ambitions climat.

1.3.4.2 Activités de *S&EM*

Les activités de *S&EM* se répartissent en trois grands domaines d'expertise.

Optimisation d'actifs

En 2025, *S&EM optimise* près de 60 GW d'actifs énergétiques pour le Groupe et ses clients :

Concernant les actifs électriques, *S&EM* fournit des activités de mise sur le marché et de *dispatching* pour les actifs de production d'ENGIE ainsi que pour les actifs de tiers.

Concernant la gestion des actifs gaziers, *S&EM* :

- gère l'approvisionnement en amont, les capacités de transport et de stockage, y compris la valorisation et l'optimisation de la flexibilité (centrales à gaz à cycle combiné) sur les marchés ;
- optimise un portefeuille d'actifs de GNL, de biométhane et de biomasse.

Fourniture d'énergie et de services aux clients *BtoB* et *BtoC*

S&EM assure la sécurité d'approvisionnement des clients du Groupe en leur fournissant du gaz naturel, du gaz vert et bas carbone (biométhane, hydrogène), ainsi que de l'électricité. Les clients sont des résidentiels, des entreprises, de grands industriels, ou d'autres entités commerciales d'ENGIE.

ENGIE exerce l'activité de fourniture *BtoC* dans six pays : France, Belgique, Pays-Bas, Roumanie, Italie et Australie. Il gère environ 20 millions de contrats *BtoC*, portant sur l'électricité, le gaz et des services énergétiques associés. Ces activités reposent sur une forte proximité avec les marchés locaux et sur une capacité à servir des portefeuilles clients de grande taille, notamment en France et en Belgique, qui concentrent une part significative des volumes.

Face à la complexité grandissante du marché de l'énergie, l'ambition est d'incarner pour ses clients l'image d'un partenaire de confiance grâce au développement d'offres adaptées et de les accompagner pour choisir la meilleure offre tout en réduisant leur empreinte carbone. La dynamique commerciale *BtoC* s'appuie notamment sur l'enrichissement des offres, la digitalisation des parcours clients et le développement de services les aidant à consommer moins, mieux et au bon moment. En 2025, ENGIE a également entamé une stratégie de recentrage de ses activités *BtoC* sur la fourniture d'énergie.

ENGIE exerce l'activité de fourniture *BtoB* dans 12 pays : au service de plus de 200 000 clients entreprises, dont de grands comptes internationaux et environ 800 clients globaux, *S&EM* développe notamment les activités de fourniture d'électricité renouvelable (contrats d'achat d'électricité renouvelable - *PPA*) et propose des solutions sur mesure pour accompagner les clients *BtoB* dans l'atteinte de leurs objectifs environnementaux, sociaux et de gouvernance. Ces solutions couvrent notamment la fourniture d'énergie verte, les garanties d'origine, la traçabilité de l'énergie, les mécanismes de compensation carbone, l'efficacité énergétique et des offres intégrées combinant fourniture, gestion des risques et pilotage de la performance carbone. La dynamique commerciale *BtoB* repose sur la croissance des ventes d'électricité renouvelable, l'accompagnement des trajectoires de décarbonation des clients et le renforcement de partenariats de long terme dans un contexte de marchés énergétiques volatils. ENGIE développe aussi des offres de fourniture d'énergie décarbonée 24h/24 et 7jours/7, visant à garantir que chaque heure de consommation de nos clients est couverte par une production décarbonée, rendant l'électricité non seulement durable mais aussi fiable.

Gestion des risques

S&EM gère les risques du portefeuille énergétique physique et financier du Groupe grâce à une approche intégrée combinant expertise de marché, stratégies de couverture sur mesure et accès direct aux marchés de l'énergie. Cette gestion des risques couvre l'ensemble de la chaîne de valeur, de l'approvisionnement à la fourniture pour les clients *BtoB* et *BtoC*.

Les équipes s'appuient sur une connaissance approfondie des marchés de l'électricité et du gaz, des actifs de production et des profils de consommation clients afin de garantir la fiabilité de l'approvisionnement. Les stratégies de couverture sont adaptées aux spécificités des portefeuilles clients et aux horizons de temps, en intégrant à la fois les risques de prix, de volume et de déséquilibre.

Contrats et partenariats

En 2025, ENGIE a franchi de nouvelles étapes majeures en concluant des contrats stratégiques et en lançant plusieurs partenariats innovants dont :

Biométhane : Signature d'un contrat d'achat de biométhane avec CVE dans le cadre du dispositif français des Certificats de Production de Biogaz (CPB). Ce partenariat de 15 ans renforce la sécurité d'approvisionnement en gaz vert et soutient l'objectif national d'injecter 44 TWh de biométhane d'ici 2030.

Hydrogène : ENGIE a sécurisé une capacité de stockage d'hydrogène sur 10 ans en Allemagne auprès de RWE Gas Storage West, à compter de 2028, ce qui constitue une avancée majeure pour consolider la chaîne de valeur européenne de l'hydrogène.

Électricité verte [(1)] **:** Plusieurs contrats d'achat d'électricité renouvelable (PPAs) ont été signés avec Apple en Italie, et META aux Etats-Unis, des collaborations emblématiques au service de la transition énergétique.

24/7 : ENGIE a signé un accord avec Einstein Bros.® Bagels qui couvrira 90% de la consommation horaire d'électricité de 25 établissements au Texas avec de l'énergie renouvelable (éolien et solaire), illustrant son engagement en faveur de solutions 24/7 décarbonées.

Nouvelle offre *BtoC* : En France, ENGIE innove avec une offre inédite : chaque jour, les clients bénéficient de 2 heures d'électricité verte gratuite, à choisir parmi trois créneaux entre 13h et 17h – au moment où le soleil brille le plus et où l'énergie renouvelable est la plus abondante.

1.3.4.3 Évolution réglementaire

En France, des discussions importantes sont en cours pour définir les modalités du Versement Nucléaire Universel (VNU) qui est entré en vigueur en janvier 2026 et qui succède au dispositif ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique). Il prévoit notamment de faire bénéficier les clients d'une réduction de leurs factures lorsque les prix de marché de l'électricité sont élevés.

En Europe, les mécanismes de financement de la transition énergétique en cours de transposition dans les législations locales, pourraient avoir un fort impact sur les factures des ménages. C'est le cas du mécanisme de l'ETS II en cours de transposition dans les Etats membres de l'Union Européenne et du mécanisme des certificats de production de biogaz en France.

Au cours de l'année 2025, la Commission Européenne a obtenu un accord sur le projet de règlement européen sur l'interdiction d'importation de gaz en provenance de Russie. La mise en œuvre du règlement, prévue en 2026 n'a pas de conséquence pour ENGIE, car les contrats historiques d'approvisionnement en gaz russe, sont suspendus depuis l'arrêt des livraisons le 31 août 2022. À ce jour, ENGIE n'achète donc plus de gaz naturel directement auprès d'entités enregistrées en Russie. S'agissant du GNL, ENGIE ne détient actuellement aucun volume en provenance de Russie. Nous intégrons des clauses contractuelles dans nos accords d'approvisionnement afin d'éviter toute acceptation involontaire de GNL russe. Ces clauses garantissent également que les navires russes ne sont pas utilisés pour livrer nos cargaisons.

Le CBAM (Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières) est entré en vigueur le 1er janvier 2026. Désormais, ENGIE doit rapporter ses importations d'électricité provenant de pays hors de l'UE. Ces volumes d'importation sont limités, principalement en provenance du Royaume-Uni.

Enfin, le 1er octobre 2025, le marché *day-ahead* de l'électricité en Europe a évolué vers un pas de temps de 15 minutes. Cette évolution réglementaire remplace le pas horaire afin de mieux refléter la réalité physique du système électrique. Elle permet un ajustement plus fin entre production et consommation, facilite l'intégration des énergies renouvelables et améliore la gestion des déséquilibres. Ce nouveau cadre favorise également le développement des marchés de la flexibilité, en renforçant la valeur du pilotage de la demande, du stockage et des actifs flexibles. Passage au 15min sur le marché EU qui facilite l'intégration des renouvelables et crée de nouvelles opportunités sur le marché de la flexibilité.

1.3.5 Nucléaire

CHIFFRES CLÉS

	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*	539	68	+695,3%
EBIT *(en millions d'euros)*	714	1 448	-50,7%
Capacité de production d'électricité nucléaire *(GW@100%)*	2	4	-52,9%

1.3.5.1 Missions et stratégie

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des 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 ;
- tout mettre en œuvre pour que Tihange 3 et Doel 4 soient remises sur le réseau au plus tard le 1er novembre 2025 (échéance tenue bien avant cette date) ;
- maîtriser les coûts du programme de déclassement.

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) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

1.3.5.2 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. Les centrales de Doel 3 (1 006 MW) et de Tihange 2 (1 008 MW) ont été mises définitivement à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023. A la suite de l'arrêt définitif de Doel 1 (445 MW) le 14 février 2025, Tihange 1 (962 MW) le 30 septembre 2025 et Doel 2 (445MW) le 30 novembre 2025, les centrales encore en exploitation fin 2025 (Doel 4 et Tihange 3) représentent une capacité installée totale en Belgique de 2056 MW (dont 210 MW appartiennent au groupe EDF et 1 846 MW en partenariat 50/50 entre l'État Belge et ENGIE. De plus, le Groupe possède 1 118 MW de droits de tirage dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

Le cadre juridique initial prévoyait 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 10 ans la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3.

ENGIE et le Gouvernement belge ont signé le 13 décembre 2023 l'accord final portant sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires. Il prévoit :

- l'engagement des deux parties de procéder à un *Flexible Long-Term Operation* (LTO), pour un montant d'investissement estimé entre 1,6 et 2 milliards d'euros, et de mettre en œuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dès novembre 2025 ;
- la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE ;
- le modèle économique de l'extension avec une répartition équilibrée des risques au travers notamment d'un mécanisme de Contrat pour Différence pour la rémunération de la production d'électricité. Le prix d'exercice se basera sur le coût réel de l'extension des unités nucléaires. Ce coût n'est pas encore connu mais sera estimé en fonction des exigences de sûreté nucléaire établies par l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN). Ainsi, un prix initial fixé fin 2025 sera actualisé en 2028 selon le montant connu du coût final de l'extension, pour couvrir la période allant jusqu'en 2035 ;
- la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, concernant toutes les installations nucléaires d'ENGIE en Belgique, pour un montant total de 15 milliards euros$_{2022}$ payable en deux fois selon les catégories de déchets ;
- la levée des restrictions portant sur les actifs non européens d'Electrabel.

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge.

La transaction a été finalisée le 14 mars 2025 et le redémarrage des centrales Doel 4 et Tihange 3 a été réalisé bien avant le 1er novembre 2025. Le Groupe a payé le montant de 15 milliards euros$_{2022}$ en deux tranches selon les catégories de déchets, dont 12,2 milliards euros à la clôture de mars 2025 et le solde de 3,6 milliards euros à la suite du redémarrage de la centrale Doel 4 au 14 octobre. (voir Note 17.2 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés).

Dans le cadre des accords Phoenix, Electrabel a cédé à sa maison mère (i) International Power (activités au grand international) et (ii) Engie Invest International (véhicules financiers internes), limitant ainsi le cadre des restrictions d'opérations capitalistiques de la Commission des Provisions Nucléaires aux activités opérationnelles en Europe.

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.

Dans le cadre de l'accord final précité, la loi du 12 juillet 2022 a été modifiée afin de tenir compte de la fixation du paiement du montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires (15 milliards d'euros$_{2022}$), seules les obligations en matière de démantèlement restant exclusivement à charge d'Electrabel (et faisant toujours l'objet de provisions nucléaires). Dans le cadre de la revue triennale en 2025, le dossier de révision a été envoyé à la CPN le 2 octobre.

1.3.6 Autres

1.3.6.1 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société internationale d'ingénierie et de conseil de premier plan qui propose des solutions intégrées dans les domaines de l'énergie, du nucléaire, de l'eau et des infrastructures durables avec comme mission de contribuer à la transition vers un avenir neutre en carbone au côté de ses clients, publics et privés.

Tractebel, avec 5 500 collaborateurs, a recentré ses activités dans 40 pays avec un focus particulier sur le marché des énergies renouvelables, du stockage d'énergie (systèmes de stockage par batterie et stations de transfert d'énergie par pompage), des data centers, des petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR) et le marché de l'environnement et de la résilience climatique.

Domaine de l'énergie

Tractebel continue de mettre son expertise et ses compétences en matière d'énergie nucléaire au service de grands opérateurs. Celles-ci couvrent les étapes de la conception, la planification, le développement et la supervision de la construction de projets. Pour ENGIE, Tractebel intervient notamment sur des projets de nouvelles centrales électriques comme la centrale à gaz à cycle combiné de Flémalle en Belgique, sur des projets de champs éoliens comme Serra do Assuruá au Brésil ou encore le projet de stockage d'énergie par batteries sur le site de la centrale à gaz à cycle combiné Maxima aux Pays-Bas.

Tractebel continue de faire bénéficier de grands opérateurs de son expertise et de 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 en Angleterre. Elle participe aussi à des projets d'envergure dans le domaine des réacteurs de recherche comme PALLAS (Pays-Bas), des petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR) et sur les infrastructures de défense et de gestion de déchets nucléaires, ainsi que dans le domaine des applications médicales avec par exemple sa participation au projet PanTera, en Belgique, pour la conception et construction d'un centre de production de radio-isotopes pour la lutte contre le cancer.

Domaine de l'eau

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 en Australie et l'augmentation de capacité de Coo en Belgique. Tractebel intervient également sur des projets de réhabilitation de barrages hydroélectriques comme le projet Wasuna, qui contribue à la transition énergétique bas carbone de la Côte d'Ivoire.

Domaine des infrastructures

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 d'outils de modélisation et de simulation, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport collectif et de mobilité en Belgique, en Allemagne et en Inde, ainsi qu'aux projets du métro Grand Paris Express (France) et du métro de Belgrade (Serbie). Tractebel est également un acteur majeur dans le domaine des bâtiments à haute performance énergétique, comme la rénovation du bâtiment Marnix à Bruxelles (Belgique). Tractebel est à la pointe de l'ingénierie des centres de données (data centers) haute performance et écoénergétiques, avec la conception de plus de 8,3 GW de centres de données en 2024.

1.3.6.2 *LEI Rest of the World* (RoW)

L'entité *ad hoc LEI Rest of the World* (RoW) rassemble les actifs LEI pour lesquels une cession est envisagée.

À l'issue de la revue stratégique, un processus de cession a été engagé sur les actifs identifiés. Plusieurs opérations ont déjà été menées à bien en 2025, dans la continuité des initiatives lancées en 2024 : cession des activités de *facility management* en Arabie saoudite et d'une partie des activités de services aux États-Unis.

La revue se poursuit par ailleurs sur plusieurs géographies, notamment aux États-Unis, au Brésil et en Europe.

1.3.7 Modèle d'affaires du Groupe

Le modèle d'affaires du Groupe est présenté en Section 3.1.1.2.1.

1.4 RECHERCHE ET INNOVATION

1.4.1 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 innovantes, susceptibles de faire la différence, afin de consolider la position de *leader* du Groupe. Grâce à ses compétences, ENGIE dispose d'une capacité à identifier, expérimenter, déployer les solutions qui vont contribuer à rendre la transition énergétique possible et abordable. Ces travaux s'exercent dans des domaines en lien avec la stratégie du Groupe, choisis en étroite collaboration avec les GBU, en agissant simultanément sur différents horizons de temps, via différents moyens d'intervention, et en combinant expertise interne, partenariats et collaborations.

En 2025, le Groupe s'est appuyé sur l'organisation de la R&I, simplifiée et rationalisée, mise en place au 1er janvier 2022, autour de programmes de recherche et de priorités d'investissement dans des start-ups, définis avec les GBU, et mis en œuvre par les laboratoires **CRIGEN et Cylergie (France), Laborelec (Belgique), Lab Singapour (Singapour)** et par le fonds d'investissement **ENGIE New Ventures**.

À fin 2025, les équipes d'ENGIE R&I comptent plus de 630 collaborateurs.

L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques et avec les ambitions de croissance du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée, reposant sur un dialogue continu entre R&I et les GBU. Les priorités R&I 2025 ont porté essentiellement sur les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou encore le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée et mobilité).

1.4.2 Les activités de recherche

Les équipes de recherche travaillent dans les Labs du CRIGEN, de Cylergie, de Laborelec et dans le 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 2025, les dépenses de recherche et de développement technologique du Groupe se sont élevées à 125 millions d'euros.

	2025	2024	2023
Dépenses R&D (*en millions d'euros*)	125	146	142

ENGIE R&I mène par ailleurs un travail collaboratif avec des partenaires externes, industriels et académiques, sur un portefeuille d'une centaine de projets collaboratifs. 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. Parmi ces partenariats, ENGIE R&I collabore en particulier avec le *National Laboratory of the Rockies* & le *Massachusetts Institute of Technology* aux États-Unis, le Commissariat à l'Energie Atomique & énergies alternatives, le Centre National de Recherche Scientifique & l'Institut National de Recherche pour l'Agriculture, l'alimentation et l'Environnement en France, le *Fraunhofer Institute* en Allemagne et EnergyVille en Belgique.

ENGIE R&I participe à des projets de recherche européens ainsi qu'à des projets cofinancés par les pouvoirs publics français et belges. À titre d'exemple, ENGIE est partenaire de plusieurs dizaines de projets de recherche du programme HORIZON de la Commission européenne. Le Groupe est membre de plusieurs chaires académiques cofinancées par l'Agence Nationale de la Recherche, comme la chaire Prosper-H2 ou la chaire ORHYON. Depuis 2009, ENGIE est assisté par un conseil scientifique qui rassemble 10 personnalités scientifiques de rang mondial couvrant les grandes disciplines en rapport avec les activités du Groupe.

R&I est également responsable des activités d'innovation.

En particulier ENGIE *New Ventures* a investi, depuis sa création en 2014, dans plus de 50 *start-ups*, et dispose à date d'un portefeuille de 25 investissements dont la liste est disponible sur www.engieventures.com. En 2025, les investissements dans trois start-ups innovantes (dont deux nouvelles) ont porté sur les secteurs prioritaires de développement du Groupe tels que l'optimisation de la production d'électricité renouvelable, le développement du biométhane ainsi que les réseaux de chaleur et de froid.

L'objectif 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 stratégiques, pour obtenir un retour sur investissement équilibré.

Enfin, ENGIE confirme son rôle de moteur d'innovation pour accélérer la performance et soutenir la croissance du Groupe, via trois piliers : l'open innovation, l'accélération de projets innovants et la culture & visibilité. Parmi les réalisations de 2025, deux projets innovants ont été lancés, permettant de tester de manière accélérée de nouvelles offres sur le marché du transport maritime (Onset Energy) et dans l'approvisionnement des unités de production de biométhane (MetaNow), tout en réduisant les risques liés à ces segments.

1.5 PERFORMANCE FINANCIÈRE

1.5.1 Faits marquants

Les faits marquants de l'année 2025 sont décrits dans la Section 6.1.1.1 Résultats ENGIE au 31 décembre 2025.

1.5.2 Objectifs financiers pour la période 2026-2028

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2025, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2026 - 2028 (voir Section 6.1).

ENGIE prévoit d'atteindre un résultat net récurrent part du Groupe compris entre 4,6 et 5,2 milliards d'euros en 2026 contre une fourchette de 4,2 à 4,8 milliards d'euros annoncée précédemment, en raison de l'intégration de UK Power Networks (UKPN) à partir du 1er juillet et de l'ajustement du portefeuille d'actifs. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,7 à 9,7 milliards d'euros (contre 8,2 à 9,2 milliards d'euros précédemment).

Perspectives et *guidance* 2026-2028 illustrant le nouveau profil de croissance d'ENGIE

À partir de 2026, conformément à la trajectoire annoncée, le Groupe entre dans une nouvelle phase de croissance durable de ses résultats portée par la contribution de ses investissements, y compris dans les réseaux de distribution d'électricité, et son plan de performance, et ce malgré des conditions de marché de l'énergie plus faibles et une évolution défavorable des hypothèses de change. Le groupe prévoit également un taux d'impôt plus bas sur la période. En 2028, le résultat net récurrent part du Groupe devrait ainsi atteindre un niveau compris entre 5,2 et 5,8 milliards d'euros. L'EBIT hors nucléaire est attendu dans une fourchette indicative de 10,3 à 11,3 milliards d'euros.

Entre 2026 et 2028, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	**Résultats 2026**	**Résultats 2027**	**Résultats 2028**
EBIT excluant le nucléaire (nouvelle)	**8,7 - 9,7**	**9,8 - 10,8**	**10,3 - 11,3**
EBIT hors nucléaire (précédente)	*8,2 - 9,2*	*9,0 - 10,0*	*n/a*
***Guidance* RNRpg (nouvelle)**	**4,6 - 5,2**	**4,9 - 5,5**	**5,2 - 5,8**
Guidance RNRpg (précédente)	*4,2 - 4,8*	*4,4 - 5,0*	*n/a*

ENGIE continue de viser une notation de crédit "strong investment grade" et un ratio de dette nette économique sur EBITDA [(1)] inférieur ou égal à 4,0x à long terme.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

1.5.3 Chiffres clés financiers 2025

En millions d'euros	2025	2024	2023	2022	2021
1. Chiffre d'affaires	**71 944**	**73 812**	**82 565**	**93 865**	**57 866**
dont réalisé hors de France	42 315	41 189	45 889	59 617	33 525
2. Résultat					
EBITDA	14 732	15 566	15 017	13 713	10 563
• EBIT	9 471	10 341	10 084	9 045	6 145
• Résultat net part du Groupe	3 827	4 106	2 208	216	3 661
• Résultat net récurrent part du Groupe	4 896	5 531	5 366	5 510	3 158
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	4 896	5 531	5 366	5 223	2 927
3. Flux de trésorerie					
Flux issus des activités opérationnelles	(1 476)	13 144	13 117	8 586	7 312
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	13 525	14 401	14 407	12 415	9 806
Flux issus de l'investissement	444	(11 338)	(11 818)	(4 290)	(11 042)
Flux issus du financement	(858)	(1 457)	(218)	(2 979)	4 848
4. Bilan					
Capitaux propres part du Groupe	32 951	34 556	30 057	34 253	36 994
Capitaux propres totaux	40 830	41 458	35 724	39 285	41 980
Endettement net	38 902	33 223	29 493	24 054	25 350
Endettement/EBITDA	2,64	2,13	1,96	1,75	2,40
Total bilan	169 249	189 544	194 640	235 490	225 333
5. Données par action *(en euros)*					
• Nombre moyen d'actions en circulation [1]	2 429 184 738	2 425 841 322	2 421 449 644	2 419 985 959	2 419 429 772
• 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
• Résultat net par action [1]	1,52	1,66	0,88	0,06	1,46
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [2]	1,96	2,25	2,18	2,24	1,26
• Dividende distribué [2]	1,35	1,48	1,43	1,40	0,85
6. Effectifs moyens totaux	**96 990**	**100 480**	**98 791**	**98 020**	**174 027**
• Sociétés en intégration globale	94 091	97 322	96 816	96 116	171 754
• Sociétés en intégration proportionnelle	501	382	469	479	717
• Sociétés mises en équivalence	2 398	2 776	1 506	1 424	1 556

(1) 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).
(2) 2025 : proposition soumise à l'AGO.

1.6 PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE, SOCIALE ET DE GOUVERNANCE (ESG)

La performance en matière de durabilité constitue un élément essentiel de la performance globale du Groupe. Elle repose sur des engagements, des politiques et des plans d'actions pour atteindre des objectifs ESG datés et chiffrés (voir Section 1.5.2).

Dans le cadre de la mise en œuvre de la *Corporate Sustainability Reporting Directive*, elle est désormais présentée dans l'état de durabilité (voir Section 3.1), qui détaille la gouvernance, les enjeux matériels et les principaux risques ESG liés aux activités du Groupe et les résultats.

Elle fait l'objet d'une certification en assurance limitée depuis 2024 (publication en 2025). Des évaluations externes par les principales agences de notations extra-financières sont également réalisées, la plupart étant conduites annuellement (voir Section 1.6.3).

Conformément aux engagements pris par le Groupe en 2023 de proposer au vote des actionnaires sa stratégie climat à chaque changement majeur et au plus tard tous les trois ans (voir la réponse de Jean-Pierre Clamadieu à certains actionnaires en date du 22 mars 2023 : https://www.engie.com/assemblee-generale-avril-2023), la stratégie climatique mise à jour a été proposée au vote consultatif des actionnaires au cours de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025. Elle a été adoptée à 96,93%.

Le Groupe a également réalisé son 5e 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 3.1.2.3 Taxonomie européenne.

1.6.1 Politiques ESG

La durabilité 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 2020, guide l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par :

- le développement d'activités plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement telles que le développement de moyens de production d'énergie renouvelable par rapport à des énergies d'origine fossile, 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 ESG de ses projets et activités, et 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.

Depuis la publication de sa première politique ESG en 2014, ENGIE procède à des révisions régulières de ses différentes politiques dans les nombreux domaines couverts par l'ESG. À ce jour, un ensemble de politiques couvrant les thématiques environnementales, sociales et de gouvernance a été mis en place et est présenté dans l'état de durabilité.

L'ensemble de ces politiques est mis en œuvre par le Comité Exécutif sous la supervision du Conseil d'Administration, dont les travaux sont préparés, en matière d'ESG, par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

Ainsi, le Groupe a notamment développé un outil appliqué à ses projets d'investissements qui évalue les principales thématiques ESG à travers des analyses de risques : l'atténuation du changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité et les forêts, l'utilisation de l'eau douce, la pollution industrielle (air, eau, océans, sols), les déchets et l'économie circulaire, l'engagement des parties prenantes, les achats durables, la transition juste et les controverses.

ENGIE s'est également doté d'un plan de vigilance depuis 2018, consultable en Section 3.2.

Ces politiques permettent au Groupe de s'inscrire pleinement dans le cadre des 18 Objectifs de Développement Durable de l'Agenda 2030 des Nations Unies.

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

1.6.2 Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030

Le Groupe s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements en matière d'ESG.

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 ESG et à l'alignement de la performance de l'entreprise avec des objectifs nationaux ou internationaux de développement durable.

L'ensemble des résultats de ces objectifs sont présentés ci-après.

INDICATEURS PLANETE	Cibles 2030	Résultats 2025	Résultats 2024	Résultats 2023
OBJECTIFS CLIMAT (1)				
Objectifs globaux				
Émissions totales de GES, scopes 1, 2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO_2 éq.)* (2)	120/140	145	157	158
Émissions de GES évitées par des offres et services d'ENGIE *(en Mt CO_2 éq.)*	65/85	31	36	25
Principaux objectifs sectoriels Groupe				
Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	26/36	45	48	52
Émissions de GES liées aux ventes de commodités, scopes 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	63/83	74	82	81
Dont émissions de GES liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	36/46	48	53	53
Taux de réduction des émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 vs 2017 *(2,2 Mt CO_2 éq.)*	-50%	-54%	-57%	-32%
Autres objectifs				
Part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie)□□ (3)	58%/66%	50%	43%	41%
Part des fournisseurs (hors énergie), représentant au moins 50% de l'empreinte carbone, engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE(4)	100%	51%	-	-
Émissions de GES liées à nos pratiques de travail *(en Mt CO_2 éq.)*	0	0,28	0,32	0,3
Objectifs liés à la certification SBTi (5) "Well-Below 2 °C"				
Taux de réduction de l'intensité carbone de la production et de la consommation d'énergie vs 2017 - scopes 1 et 2 *(304 g CO2 g CO_2 éq. / kWh)* (5)	-66%	-59%	-64%	-57%
Taux de réduction de l'intensité carbone des ventes d'énergie produites et achetées vs 2017 - scopes 1, 3.3.D et 3.15 *(327 g CO_2 éq / kWh)* (5)	-56%	-39%	-38%	-35%
Taux de réduction des autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité vs 2017, scopes 3.1, 3.2, 3.3.A, 3.3.B, 3.3.C *(132 Mt CO_2 éq.)*	-32,5%	-35%	-35%	-38%
OBJECTIFS NATURE				
Environnement - Taux d'activités avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	100%	85%	76%	66%
Biodiversité - Taux de mise en place d'une gestion écologique des sites - notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques - pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe	100%	68%	63%	58%
Réduction de la consommation d'eau douce par énergie produite *(m^3/MWh)*	0,1	0,19	0,24	0,28
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de NO_x vs 2017 *(92 209 t)*	-75%	-75%	-75%	-63%
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de SO_x vs 2017 *(159 623 t)*	-98%	-97%	-98%	-95%
Polluants atmosphériques — Taux de réduction des émissions de particules totales vs 2017 *(7353 t)*	-60%	-54%	-64%	-54%

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

Moyenne sur 3 ans des émissions de GES pour la production d'énergie (scope 1 et 3.15) à fin 2025 : 49 Mt CO2éq. et moyenne sur 3 ans de la part de capacités renouvelables dans les capacités de production d'électricité du Groupe (à 100%) à fin 2025 : 45%.

(1) *L'ensemble des Objectifs Climat sont décrits dans la Section 3.1.2.1 Changement climatique.*

(2) *Émissions de GES de scopes 1 et 2 (location-based) vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

(3) *Incluant les capacités décentralisées d'électricité. A partir de 2024, l'indicateur consolide les données de capacités brutes pour les actifs éoliens et solaires de la GBU Renewable & Flex Power et les capacités nettes pour les autres actifs du Groupe, de façon à mieux refléter les contraintes opérationnelles.*

(4) *Le Groupe a fait évoluer en 2025 son objectif de décarbonation des achats hors énergie pour étendre les actions mises en place avec ses fournisseurs sur une part de plus en plus importante de l'empreinte carbone des achats.*

(5) *SBT (Science based Targets) : initiative internationale visant à valider scientifiquement les programmes de réduction des émissions de GES des entreprises au regard des engagements de l'Accord de Paris (voir Section 3.1.2.1 Changement climatique).*

(6) *Application à partir de 2024 d'un changement méthodologique pour s'aligner sur les pratiques de place en ramenant le coefficient de conversion de l'énergie thermique à l'énergie électrique de 0,61 à 1.*

Les émissions de GES de la production d'énergie en 2025 (45 Mt CO_2 éq.) sont en diminution par rapport à 2024 (48 Mt CO_2 éq.). Elles se décomposent en 20,8 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 24,6 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3.15). Cette diminution résulte principalement des cessions totales ou partielles d'actifs thermiques réalisées fin 2024 et en 2025 par le Groupe : SAFI et UCH principalement. Engie a cédé en janvier 2025 15,66% de sa participation initiale de 33% dans la centrale thermique charbon de SAFI au Maroc, en ligne avec la mise en œuvre de sa stratégie de désengagement du charbon. Cet actif est donc sorti du périmètre des actifs mis en équivalence du Groupe début 2025. Engie a également vendu en 2025 les 2 centrales à cycle combiné de Uch au Pakistan. A fin 2025, le Groupe a arrêté la production d'énergie à partir du charbon en Europe continentale, conformément à son objectif.

Les émissions de GES liées à la vente de combustibles (scope 3) s'élèvent à 74 Mt CO_2 éq. en 2025, en diminution par rapport à 2024 (82 Mt) en lien avec la baisse des volumes vendus.

La part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité s'établit à 50% en amélioration par rapport à 2024 (43%) en lien avec la stratégie de développement des capacités de production d'électricité renouvelable du Groupe.

Les émissions de CO_2 évitées pour les clients grâce aux offres et services du Groupe en 2025 (31 Mt CO_2 éq. évitées) sont en diminution par rapport à 2024 (36 Mt CO_2 éq.). Cette évolution est liée à la précision méthodologique apportée en 2025 pour ne tenir compte dans cet indicateur que des ventes vertes soutenues par des garanties d'origine.

La part des fournisseurs (hors énergie) représentant au moins 50% de l'empreinte carbone engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE atteint 51% à fin 2025. Le Groupe a fait évoluer cet indicateur en 2025 pour élargir le champ des actions de décarbonation mises en place avec ses fournisseurs sur une part de plus en plus importante de l'empreinte carbone des achats du Groupe.

INDICATEURS PERSONNES		Cibles 2030	Résultats 2025	Résultats 2024	Résultats 2023
Santé-sécurité	Taux de fréquence [1] des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,5	1,7	1,7	1,8
	Taux de mortalité [1]	0 chaque année	0,003	0,009	0,019
Mixité	Taux de femmes cadres □□	[40-60%]	33%	32%	31%
Équité F/H	Équité salariale femmes/hommes	< 2%	1,57%	1,85%	1,92%
Apprentissage	Part des apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et NaTran	>10%	7,3%	8,3%	8,5%
Formation	Taux d'effectif formé chaque année	100%	90%	95%	86%
Achats responsables	Indice d'achats responsables (hors achats d'énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	100	79	59	54
Prévention fraude et corruption	Taux de formation du personnel le plus exposé au risque de corruption	>95%	88%	84%	68%
Dialogue Parties Prenantes	Taux d'activité avec un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes	100%	85%	54%	49%

□□ *Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*
(1) Calculé par million d'heures travaillées.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants atteint 1,7 en 2025, stable par rapport à 2024. A noter que cet indicateur a été étendu à partir de 2024 aux sous-traitants et intérimaires travaillant pour le Groupe avec une ambition accrue pour la cible 2030 réévaluée de 1,8 à 1,5 en 2024.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 33% en 2025, en progression par rapport à 2024 (32%). Cette amélioration résulte de la poursuite des effets des programmes internes dédiés 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 salariale qui mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes atteint 1,57% en 2025 en progression par rapport à 2024 (1,85%). 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 permet au Groupe de suivre un indicateur international plus lisible.

L'ensemble des indicateurs Environnement, Social et Gouvernance sont repris dans l'état de durabilité présenté en Section 3.1.

1.6.3 Notations ESG

ENGIE a vu sa performance ESG de nouveau reconnue en 2025.

Le Groupe a reçu des notes élevées en matière de performance ESG, le situant largement au-dessus de la moyenne des secteurs de référence des différentes agences.

Ses principales notations sont les suivantes :

- agence de notation S&P Global : 81/100 en progression de 8 points ;
- agence de notation Sustainalytics : risque ESG passé de élevé à moyen avec une note de 21,8 en amélioration de 8,4 points ;
- agence de notation MSCI : note stable AA avec un *scoring* de 7,6/10 ;
- agence de notation Sustainable Fitch : *rating* 2 avec un *scoring* de 68/100 en progression de 3 points ;
- agence ISS ESG : *rating B- Prime avec un score de performance score de 55,95/100 en progression de 1,19 point ;*
- agence EcoVadis : 74/100 en progression d'un point.

Le Groupe est notamment présent dans les indices *Dow Jones Best-In-Class World Index and Europe Index, CAC 40 ESG, CAC 40 gouvernance, MSCI Europe ESG Enhanced Focus CTB, MSCI World ESG Enhanced Focus CTB*.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également aux questionnaires du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). Le Groupe a reçu la notation A- (identique à celle de 2024) suite à sa réponse au questionnaire CDP Climat. En matière de protection de la ressource en eau, le Groupe a reçu la note A- (stable par rapport à 2024) suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a obtenu la note B (stable par rapport à celle de 2024) en matière de gestion durable de la ressource bois suite à sa réponse au questionnaire CDP Forêts.

Par ailleurs Moody's a évalué la trajectoire de neutralité carbone du Groupe et lui a attribué la notation NZ-2 (identique à celle de 2024) sur une échelle de cinq niveaux allant de NZ-1 à NZ-5 ; avec une ambition alignée avec une trajectoire 1,5 °C et un niveau "solide" sur l'implémentation des objectifs. Une synthèse de l'évaluation est disponible ci-dessous avec le rapport complet directement sur le site de Moody's http://www.moodys.com/researchdocumentcontentpage.aspx?docid=PBC_1456119

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 2025, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 32 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 les Notes 21 et 22 de la Section 6.2 Comptes consolidés.

CENTRALES ÉLECTRIQUES (CAPACITÉS > 400 MW HORS UNITÉS EN CONSTRUCTION)

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(en MW)*	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	667	Fioul
Arabie saoudite	Fadhili	1 496	Gaz naturel
	Ju'aymah	468	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
	Shedgum	468	Gaz naturel
	Uthmaniyah	468	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	446	Gaz naturel
	Coo	1 089	Pompage hydraulique
	Doel	1 026	Nucléaire
	Drogenbos	466	Gaz naturel et batteries
	Flémalle	875	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	1 030	Nucléaire
	Zandvliet	419	Gaz naturel
Brésil	Assurua	846	Éolien
	Assu sol	753	Solaire
	Campo Largo	688	Éolien
	Cana Brava	439	Hydroélectrique
	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 675	Hydroélectrique
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 098	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
	Santo Agostinho	434	Éolien
Chili	Mejillones	901	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	527	Gaz naturel, batteries, fioul
Égypte	Red Sea Wind Energy	654	Éolien
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

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(en MW)*	Type de centrale
France	CombiGolfe	444	Gaz naturel
	CyCoFos	416	Gaz naturel
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	469	Gaz naturel
Italie	Torre Valdaliga	1 134	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	403	Gaz naturel
Oman	Barka 2	674	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar 1	405	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 938	Gaz naturel et éolien
	Flevo	909	Gaz naturel et solaire
Pérou	Chilca	936	Gaz naturel et batteries
	ILO Nodo	613	Fioul
	ILO 31	497	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	534	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	443	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Picote I&II	440	Hydroélectrique
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	953	Éolien en mer
	Moray West	882	Éolien en mer

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, pris 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 *(en Mm³)* brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 690
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	590
Allemagne	Uelsen	860

(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 *(en 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

(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 INTERNE RFA

2.1 Processus de gestion des risques 45
2.1.1 Politique de gestion globale des risques 45
2.1.2 Gestion de crise 45
2.1.3 Couverture des risques et assurances 46

2.2 Facteurs de risque 47
2.2.1 Risques politiques et réglementaires 47
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 49
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 51
2.2.4 Risques financiers 52
2.2.5 Risques opérationnels 55
2.2.6 Risques sociaux et sociétaux 58
2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires 60

2.3 Procédures de contrôle interne 62
2.3.1 Objectifs du contrôle interne 62
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 62
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 64
2.3.4 Pilotage du contrôle interne 65

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

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

Catégorie des risques	Criticité	Risques	Évolutions *(versus 2024)*
Risques politiques et réglementaires		Risque d'intervention des États et de changements régulatoires dans un contexte d'incertitude politique	↗
		Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France	→
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux		Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la demande et la production d'énergie	→
		Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la disponibilité des actifs et leur performance	→
Risques économiques et concurrentiels		Risque d'adaptation ou développement des business models induit par la transition énergétique	→
Risques financiers		Risque de marché sur matières premières	↘
		Risque de contrepartie	↗
		Risque sur le financement des pensions de retraite	→
Risques opérationnels		Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables et de capacités de stockage de l'électricité	→
		Cybersécurité	↗
		Risque d'accident industriel	→
Risques sociaux et sociétaux		Risques liés aux ressources humaines	→
		Risques santé et sécurité au travail	→
Risques liés aux activités nucléaires		Risques liés aux activités nucléaires	↘

Criticité : *Faible* *Moyenne* *Élevée*

Évolution de la criticité : ↘ *En baisse* → *Stable* ↗ *En hausse*

L'environnement géopolitique au Moyen-Orient demeure marqué par une forte incertitude. Le Groupe suit de près l'évolution de la situation et reste attentif aux impacts potentiels sur la sécurité de ses collaborateurs, de ses partenaires, co-contractants et sous-traitants, sur la continuité de ses activités et de ses projets, ainsi que sur son exposition financière. Le Groupe s'appuie sur un dispositif de vigilance, renforcé à l'occasion de la crise de 2022, et adaptera, le cas échéant, ses mesures de gestion des risques en fonction de l'évolution de la situation.

Cette information ne fait pas partie du rapport de gestion arrêté par le Conseil d'administration le 25 février 2026.

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 sont soit non spécifiques à ENGIE, soit sont déjà détaillés dans la Section 3.1 État de durabilité, selon les normes européennes de reporting de durabilité (*European Sustainability Reporting Standards* - ESRS). Ils sont identifiés à l'aide d'un pictogramme **[ESRS]** et présentés dans la table de concordance disponible à la Section 3.1.5 Annexes.

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 [(1)] 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 appliqué 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 sur le plan juridique, acceptable par l'opinion publique 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 les risques de marché énergie ou pour les risques éthiques.

Le Directeur du Management des Risques et Assurances 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 et font l'objet d'une revue complémentaire avec les quatre *Global Business Unit* (GBU) du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques de l'année précédente 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 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 (voir Section 3.1.1.5 Système de gestion des risques et contrôle interne de l'état de durabilité).

2.1.2 Gestion de crise

Le Groupe ENGIE dispose d'un dispositif global et structuré de gestion de crise, construit pour répondre à la survenance de tous types de situations exceptionnelles pouvant affecter ses activités, ses salariés, ses clients et ses partenaires. Ce dispositif, déployé à chaque niveau du Groupe, garantit l'existence d'un système d'alerte efficace et d'une chaîne de remontée des incidents majeurs.

Lorsqu'un événement critique survient, une analyse de la situation est réalisée par une personne de permanence au niveau local. Celle-ci peut, si nécessaire, activer une cellule de crise au plus près de l'événement et alerter la permanence du niveau supérieur. Des cellules de crise de rang supérieur peuvent également être déclenchées pour apporter un appui opérationnel ou méthodologique à l'entité concernée ou pour assurer les arbitrages stratégiques indispensables au pilotage global de la situation. Les décisions sont prises au niveau le plus pertinent de l'organisation, conformément au principe de subsidiarité, afin d'assurer réactivité, cohérence et efficacité d'action.

Afin d'assurer la continuité des activités essentielles et le rétablissement rapide des opérations, des plans de continuité d'activité (PCA) et des plans de reprise d'activité (PRA) métiers et informatiques sont élaborés et mis à jour pour les scénarios de crise jugés prioritaires par le Groupe et ses entités.

Dans une démarche d'amélioration continue, chaque entité du Groupe réalise au minimum un exercice de crise par an sur un périmètre adapté à ses enjeux et aux exigences réglementaires applicables. Des formations spécifiques sont également proposées aux parties prenantes internes impliquées dans la gestion de crise.

Le niveau de maturité du dispositif est évalué annuellement au travers d'une auto-évaluation structurée au travers d'un référentiel de contrôle interne. Des peer-reviews menées sur un panel d'entités, permettent de confirmer les évaluations et de partager les bonnes pratiques.

Un bilan annuel consolidé est présenté au management du Groupe. Il synthétise les enseignements tirés des événements, des exercices et des évaluations, et définit les actions d'amélioration à conduire en coordination avec l'ensemble des entités.

Malgré la robustesse de ce dispositif, il ne peut exclure l'éventualité qu'une crise perturbe les activités et opérations du Groupe. De même, il ne garantit pas l'absence d'impact pour le Groupe ou ses parties prenantes externes.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

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 0,35% du chiffre d'affaires 2025 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 une limite globale de 625 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).

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 2025 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 continuité d'activité 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 1.4 Recherche et innovation).

2.2.1.1 Risque d'intervention des États et de changements régulatoires dans un contexte d'incertitude politique

Criticité : ■■■ **Tendance du risque :** ↗ *Hausse*

DESCRIPTION

Dans un contexte permanent d'instabilité et d'incertitudes politiques dans certaines zones géographiques, les interventions des Etats dans les feuilles de route et dans les mécanismes des marchés de l'énergie s'accentuent.

En France, au-delà des obligations accrues concernant les certificats d'économie d'énergie (CEE), le remplacement du dispositif ARENH par le mécanisme de versement nucléaire universel (VNU), ne permet pas une meilleure modélisation du tarif réglementé de vente (TRV) et de fait, continue d'impacter le positionnement des offres commerciales d'ENGIE dans le pays. Par ailleurs, le manque de visibilité concernant les modalités des premières enchères du nouveau mécanisme de rémunération des capacités de production thermique (CRM), pourraient altérer la performance financière et opérationnelle des activités de production flexible du Groupe.

Plus largement en Europe, la multiplication et renforcement des réglementations financières (MIFID 2, Emission Trading System 2 (ETS), EMIR, REMIT), induit des contraintes au déroulement des activités de gestion de l'énergie dans cette zone géographique.

Hors Europe, au Brésil en particulier, ENGIE est exposé aux changements de la réglementation des marchés de l'électricité tels que la modification des subventions ou l'introduction de nouvelles charges fiscales. Concernant le marché du gaz brésilien, l'application de la législation en vue de l'ouverture du marché est en cours d'harmonisation entre les États. Le principal risque pour la filiale d'ENGIE en charge des activités de transport de gaz (TAG) 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). Ceci pourrait réduire les capacités des gaz transportés, conduisant à une augmentation des tarifs et risquant d'amplifier les demandes de "bypass".

En termes de réglementation fiscale, le système fiscal brésilien reste complexe et potentiellement en évolution. Plusieurs litiges sont en cours concernant l'application des taxes. La résolution de ces litiges pourrait prendre plusieurs années (voir la Note 23.1.4 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés). Fin décembre 2024, le cadre général des TVA fédérales, étatiques et municipales a été approuvé avec une mise en place progressive prévue jusqu'en 2033. Des changements fiscaux supplémentaires sont en cours, avec l'introduction d'une retenue à la source sur les dividendes payés aux actionnaires non-résidents, telle que prévu par la nouvelle loi n°15.270 du 26 novembre 2025, publiée dans le bulletin officiel le 27 novembre. Cette nouvelle règle, qui entre en vigueur le 1er janvier 2026, définit un taux de 10%, applicable à certains bénéficiaires non-résidents en plus de certains bénéficiaires nationaux. Cette nouvelle disposition pourrait impacter la compétitivité du Groupe dans ce pays.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

En France, s'agissant du cadre de marché post-ARENH, ENGIE s'était exprimé publiquement pour souligner l'importance d'une extension des pouvoirs de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) afin de s'assurer d'un bon fonctionnement du marché du gros. Concernant le marché des particuliers et la protection des consommateurs, le Groupe a démontré sa conformité complète au cadre "qualité" défini par la CRE et reste mobilisé pour répondre à tout autre questionnement.

Concernant les exigences relatives aux obligations d'incorporation de biométhane (CPB) ou de réalisation des opérations d'efficacité énergétique (CEE) dans ce pays, le Groupe reste impliqué avec les autorités réglementaires et régulatoires afin d'éclairer les autorités dans le but de disposer de conditions de marchés équilibrées. La bonne compatibilité du mécanisme des CPB avec l'ETS-2 ("taxe" carbone appliquée à la mobilité et au logement), dont le report d'application à 2028 a été annoncé, est également un point d'attention.

Plus largement, le Groupe continue de suivre de près l'ensemble des transpositions en France de divers éléments du droit européen liés à l'énergie, en particulier du règlement portant réforme du marché de l'électricité, et de la directive sur les renouvelables, dite "RED 3".

En Europe, le Groupe continue d'interagir avec les différents régulateurs nationaux ainsi qu'avec les autorités européennes (Commission) quand les mesures découlent de textes communautaires 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.

Au Brésil, le Groupe continue de mettre son expérience en market design à la disposition des institutions locales, notamment au travers de sa participation au processus formel de révision du système local. D'autres entreprises, actives dans la production d'électricité ou dans le transport de gaz et également concernées par d'éventuelles évolutions réglementaires, partagent la position du Groupe et se mobilisent pour garantir la neutralité, voire l'évolution favorable de ces changements.

Le Groupe continue ainsi à suivre étroitement les évolutions réglementaires et législatives du pays pour les anticiper au mieux 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 de gaz, l'objectif est d'éviter les différents projets de "bypass" et d'obtenir une définition claire des règles juridiques de la nouvelle loi.

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Ailleurs, en Australie, le plan de réhabilitation de l'ancienne mine d'Hazelwood doit encore être examiné par le gouvernement local. Cette attente pourrait affecter les délais et budgets de réalisation du projet.	Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et suivent de près la mise en place du nouveau cadre légal, que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local. Concernant les recours fiscaux auprès de TAG, ce dernier a déposé des plaintes auprès de l'administration le 21 octobre et le 20 décembre 2024. Comme prévu par la législation fiscale, le dépôt de plainte va suspendre l'applicabilité des dettes fiscales susmentionnées et n'implique pas de versement financier.

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

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION	MESURE DE GESTION DES RISQUES
Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'évolution des marchés financiers 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. Les tarifs de transport, stockage et distribution (ATRT8, ATS3 et ATRD 7) sont d'application jusqu'en 2028. Concernant les activités de regazéification, de nouveaux tarifs (ATTM 7) sont en vigueur depuis le 1er avril 2025 pour une période de quatre ans. Ces nouveaux tarifs, actés par la délibération de la CRE du 9 janvier 2025, s'inscrivent dans la continuité des tarifs précédents (ATTM6).	Le Groupe maintient le dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui permet 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(1) et l'atteinte de leur compétitivité à terme, il continue de défendre : • des positions visant à assurer la sécurité d'approvisionnement du pays ; • 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 ; • 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.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

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 model*s induite par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe est présenté en Section 2.2.3.1.

Les problématiques liées aux pollutions des sols font l'objet d'un suivi spécifique (voir Section 3.1.2.2.2). 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 la Section 3.1 État de durabilité **[ESRS 2-SBM]**.

2.2.2.1 Risque d'évolution des effets perceptibles du changement climatique impactant la demande et la production d'énergie

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION

Evolution de la production des actifs du Groupe

Si les énergies renouvelables (solaire, éolienne et hydraulique) sont essentielles pour construire un système décarboné, elles demeurent cependant les plus affectées par les impacts physiques du changement climatique. Dans les régions où ENGIE est présent, la production hydroélectrique est la technologie la plus exposée, du fait des fortes variations de la production annuelle et infra-annuelle attendues d'ici à 2050.

Évolution de la demande d'énergie

L'impact du changement climatique sur l'évolution de la demande se traduit par un changement des besoins de chaleur et de froid. Les premiers devraient diminuer tandis que les besoins de froid devraient augmenter sur les décennies à venir. Sur le sujet de l'évolution chronique de la production et de la demande d'énergie, l'analyse s'appuie sur les scénarios RCP 4.5 (scénario central) et RCP 8.5 (*stress test* [1]) du Groupe d'experts inter-gouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE :

- optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation [1] de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique (voir Section 1.2.1) ;
- harmonise les projections de demande d'énergie avec l'impact du changement climatique des différentes GBU au travers du processus Plan d'Affaires à Moyen Terme (voir Sections 3.1.2.1).

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

2.2.2.2 Risque d'évolution des effets perceptibles des événements climatiques impactant la disponibilité des actifs et leur performance

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION

Intégrité des installations

L'intégrité des actifs pourra être affectée par l'augmentation du nombre d'événements extrêmes. Le Groupe s'organise pour accroître sa résilience face au changement climatique depuis plusieurs années. Les indicateurs principaux concernent les vagues de chaleur, le stress thermique, le stress hydrique, les inondations, les vents extrêmes, les glissements de terrain, les feux de forêts ainsi que l'érosion côtière. La sensibilité des différentes technologies d'ENGIE face à ces risques a été évaluée avec les experts opérationnels du Groupe. A ce sujet, les analyses sont effectuées sur une exposition à différents niveaux de réchauffement (+1,5 °C, +2 °C, +3 °C et +4 °C) en fonction des dates de terminaison des actifs. (voir ESRS 2 IRO-1 20 b)

Chaîne d'approvisionnement de biens et de services

Au-delà des actifs propres d'ENGIE, le changement climatique va impacter l'ensemble des acteurs et infrastructures de l'écosystème dans lequel opère le Groupe. Cet impact peut être global (perturbations à l'échelle mondiale de la chaîne d'approvisionnement de combustibles et de produits tels que les panneaux solaires ou les éoliennes) ou local (blocage des routes d'accès à un site dû à une tempête, dysfonctionnement du réseau électrique sur lequel un site injecte sa production, etc.).

MESURES DE GESTION DES RISQUES

ENGIE a mis en place des actions à un niveau stratégique et opérationnel pour mobiliser l'ensemble des parties prenantes du Groupe sur le sujet et anticiper les impacts du changement climatique sur les sites existants ainsi que les nouveaux projets :

- inclusion du risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe (au niveau national et local) ;
- analyse du risque climatique et mise en place de plans d'adaptations, lorsque cela est nécessaire, pour l'ensemble des nouveaux projets (process *Business Development*) ;
- identification des sites existants à risque vis-à-vis du risque climatique et suivi de l'implémentation des mesures d'adaptation (process Risk Management (ERM) Adaptation) ;
- harmonisation des projections de demande d'énergie avec l'impact du changement climatique des différentes GBU au travers du processus Plan d'Affaires à Moyen Terme ;
- suivi des dégâts matériels se produisant sur les sites ENGIE annuellement.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

2.2.3.1 Risque d'adaptation ou développement des *business models* induit par la transition énergétique

Criticité : **Tendance du risque :** → Stable

DESCRIPTION

La transition énergétique, toujours intensifiée par le contexte politique en France et géopolitique international et ses impacts économiques, continue d'induire des évolutions dans les métiers où le Groupe opère.

Sur les marchés de l'énergie, la concurrence continue de s'accroitre tout en évoluant, avec des acteurs de plus en plus actifs sur toute la chaîne de valeur (compagnies pétrolières, *start up digitales, et*c.).

Concernant l'adaptation de certains métiers du Groupe, la publication, en février 2026, de la PPE 3 en France confirme la décarbonation de la consommation énergétique issue de gaz naturel, notamment via une production plus importante du biométhane et la poursuite d'une trajectoire croissante de restitution de certificats de production de biométhane par les fournisseurs (voir Note 17.3.1 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés). Par ailleurs, la directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD), sans interdire les chaudières, notamment alimentées en gaz bas carbone, induit toujours de potentielles mesures défavorables aux chaudières à gaz. Cette vision emporte un certain nombre de risques, notamment pour le système énergétique et pour les activités de distribution de gaz naturel de GRDF, qui pourrait voir le nombre de ses clients utilisant le gaz naturel diminuer).

En matière de développement, particulièrement aux États-Unis, les décrets adoptés par l'administration américaine depuis janvier 2025 et qui visent à interdire le déploiement de l'éolien offshore, au travers de la joint-venture Ocean Wind, pourraient limiter les investissements du Groupe dans ce pays. Ce ralentissement concerne également l'amplitude et l'échelle du développement d'Engie dans les autres énergies renouvelables, en particulier l'éolien terrestre, en réponse à la position défavorable de l'administration américaine, et in fine, au moindre bénéfice financier de l'Inflation Reduction Act. (voir Section 1.3.1.3). Concernant les actifs en cours de développement ou déjà développés par le Groupe, leur exposition au risque est substantiellement réduite par le décret adopté par le trésor Américain (aout 2025), qui clarifie les conditions d'application de "Safe Harbor".

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Pour répondre à ces défis actuels et futurs et adapter son business model, le Groupe continue de porter son scénario de transition énergétique pour l'Europe à l'horizon 2050 et d'ancrer les convictions majeures associées (voir également la Section 3.1 État de durabilité **[ESRS 2 - SBM]**):

- l'alliance de l'électron et de la molécule pour contribuer à la réussite de la transition énergétique ;
- le développement significatif des énergies renouvelables électriques ;
- l'anticipation en amont des besoins de flexibilité.

Par ailleurs, il continue de renforcer auprès des pouvoirs publics français (notamment dans le cadre des orientations du projet réglementation énergétique) et des autorités européennes, ses actions de promotion du gaz naturel comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation d'une transition énergétique résiliente et abordable sur différents thèmes.

En amont, concernant le développement du biométhane, le Groupe accélère le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France et le renforcement de son expansion en Europe. Il continue par ailleurs de travailler au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse et plus largement, à la compétitivité des gaz verts.

En aval, les réseaux de transport et de distribution exploités par des filiales indépendantes du Groupe continuent d'adapter leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût en parallèle aux projets de reconversion d'infrastructures existantes pour le transport de l'hydrogène vert[1] et à l'amélioration des conditions d'injection dans les réseaux. Le Groupe continue également de rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures en technologies ; infrastructures électriques en technologies (développement continu de la construction et l'exploitation de lignes haute tension) et en empreinte géographique (exemple au Brésil et Chili).

Enfin, ENGIE maintient sa stratégie d'investissement dans les énergies renouvelables, incluant l'éolien offshore, dans d'autres zones géographiques.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

2.2.4 Risques financiers

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

Criticité : ■■■ **Tendance du risque :** ↘ Baisse

DESCRIPTION

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 ou des *spreads* entre prix de marché (exemple : *basis risk* dans des marchés nodaux, induit par le risque de congestion comme aux États-Unis), et les risques volume (intermittence des conditions météorologiques, activité économique,...) principalement en Europe (Belgique, France, Espagne, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni, etc.), aux États-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 rémunération de capacités (CRM – *Capacity Remuneration Mechanism*) (1), le CO_2 et d'autres produits 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 droits de tirage nucléaires en France, sur les actifs thermiques gaz (Europe, Australie), sur une partie des actifs de stockage d'électricité (Europe, Etats-Unis, Australie), sur des actifs hydrauliques (Europe, Brésil) et éoliens terrestres et solaires (Espagne, France, États-Unis).

Une partie des activités de production d'électricité, notamment hors Europe, est couverte du risque de prix par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) ou Corporate PPA (CPPA), ce qui réduit structurellement l'exposition aux prix de marché sur la durée de vie de ces contrats. Pour les activités de production d'électricité renouvelable, dont l'éolien en mer, l'exposition porte aussi sur les risques liés à leur caractère intermittent. Par ailleurs, certains actifs de stockage d'électricité sont couverts par des contrats long-terme sur leur certificat de capacité (Belgique).

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.

L'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBIT. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, de l'EBIT *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) (1), des limites de perte (DrawDowns) et des *stress tests* (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés).

MESURES DE GESTION DES RISQUES

L'exposition au risque de marché des différentes entités non couvertes par des contrats long terme est gérée selon des stratégies définies dans les mandats de risques, principalement sur l'horizon du budget et du plan moyen terme. Le Groupe a ainsi mis en place, au travers d'une politique Groupe, une gouvernance spécifique pour la maîtrise de ces risques 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 mandats de risques de chacune des entités opérationnelles et du suivi des principales expositions ;
- la définition annuelle et le suivi régulier des mandats de risques de marché et de liquidité à différents niveaux dans le Groupe avec un processus d'alerte ;
- une centralisation au sein de l'entité Supply et Energy Management (S&EM) de la gestion du risque de liquidité associée aux appels de marge et des interventions sur les marchés de gros pour couvrir les risques de marché et de liquidité ;
- la coordination continue de l'expertise locale qui vise à diminuer le risque aux bornes du Groupe ; et
- une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Le Groupe recourt à des produits de marchés, dont des dérivés, pour mettre en œuvre sa stratégie de couverture et offrir à ses clients des instruments de gestion de risque.

Concernant les impacts liquidité du risque, le Groupe dispose d'un dispositif de pilotage des appels de marge au niveau de S&EM, notamment, et utilise des instruments visant à réduire la volatilité induite (voir Note 15.3 Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés).

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

2.2.4.2 Risque de contrepartie

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 15.2 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur. Ce risque est maintenu élevé du fait de plusieurs facteurs : la guerre commerciale portée par les Etats-Unis d'Amérique relative aux droits de douane supplémentaires et qui pénalise des secteurs énergivores, en particulier l'industrie lourde (chimie, sidérurgie, automobile); la détérioration de l'environnement économique dans certaines régions ainsi que les conflits au Moyen-Orient et en Ukraine. Le développement d'offres vertes au travers de *Corporate PPAs* sur des durées plus longues que les ventes traditionnelles a conduit le Groupe à renforcer ses exigences en matière de rating de ces contreparties et de garanties demandées afin de limiter l'augmentation de ces risques de contreparties.	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 et 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 les particuliers. Enfin, la hausse constatée du risque de défaillance des contreparties du Groupe l'a incité à : • renforcer son suivi des recouvrements ; • prendre en compte, dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives concernant les secteurs économiques considérés comme les plus sensibles à la crise économique et géopolitique.

2.2.4.3 Risque sur le financement des pensions de retraite

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement l'Europe et le Brésil. Lorsque cela est possible, le Groupe privilégie les régimes à cotisations définies par rapport aux régimes à prestations définies. Le régime spécial de retraite du personnel sous le régime social des Industries Électriques et Gazières (IEG) a été fermé aux nouveaux entrants à compter du 1er septembre 2023. Cette fermeture ne produira ses effets que sur le long terme en raison du nombre important de salariés et de retraités toujours sous le régime de retraite IEG. 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. Ces derniers 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. En plus des passifs de retraites, il existe d'autres engagements significatifs liés à des avantages post-emploi et à des avantages à long terme pour le personnel en activité. Par exemple, la prestation en nature énergie accordée au personnel IEG pendant la retraite, pourrait voir sa valeur augmenter dans un contexte de prix de l'énergie élevés. 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. Enfin, les fonds sont investis en obligations d'entreprises, obligations d'Etats et sur les marchés actions. Le rendement des portefeuilles est ainsi exposé à l'évolution de ces marchés.	Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernés. 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. L'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert. 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. Par ailleurs, la diversification des investissements permet de réduire la volatilité pour un rendement positif, à long terme.

2.2.5 Risques opérationnels

2.2.5.1 Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables et de capacités de stockage d'électricité (batteries)

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION

Dans un contexte mondial de transition énergétique, combiné aux tensions géopolitiques internationales, les fournisseurs de technologies bas carbone continuent d'être fortement sollicités par tous les acteurs énergétiques. Ces fournisseurs restent par ailleurs impactés par la prédominance géographique de fabrication de certaines matières premières dans des régions concernées par des mesures douanières restrictives.

En outre, la diversité géographique de la production et de l'assemblage des équipements pour la construction de centrales d'énergie renouvelable et de capacités de stockage d'électricité les expose à être soumis à des droits de douane en plus de couts élevés du fret international.

Ces différents facteurs peuvent entrainer des retards de construction de nouveaux actifs renouvelables dans certains pays de développement du Groupe, ainsi que des surcoûts budgétaires qui peuvent donner lieu à des réclamations de la part des clients.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe continue de développer différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés et les risques sur la chaîne d'approvisionnement, à travers

- 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 ;
- la collaboration continue avec les fournisseurs : le Groupe renforce la circularité et la durabilité très en amont de la chaîne de valeur ;
- le monitoring des fournisseurs clés du Groupe 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 ;
- l'amélioration des technologies utilisées et le recyclage des matériaux de ses anciens parcs via ses centres de recherche, sur un horizon à plus long terme ;
- la participation à plusieurs initiatives sectorielles dans le domaine solaire et éolien pour partager et améliorer ses pratiques de gestion des risques. Au sein de WindEurope, ENGIE adhère à l'initiative sectorielle gérée par EcoVadis afin d'améliorer la transparence de sa chaîne d'approvisionnement.

Enfin, la GBU *Renewable & Flex Power* a renforcé, en 2025, sa politique Supplier Relationship Management (SRM) en assurant un suivi étroit de ses fournisseurs à travers des "business reviews", des audits de sites et des Due Diligences réalisées par des tiers spécialisés dans certaines zones géographiques.

Ces mesures s'inscrivent également dans le cadre du plan de vigilance du Groupe qui est présenté à la Section 3.2 Plan de vigilance.

2.2.5.2 Cybersécurité

Criticité : **Tendance du risque :** *Hausse*

DESCRIPTION

L'utilisation de technologies modernes (objets connectés, mobilité, cloud, collecte et analyse de données sur des plateformes digitales, outils digitaux, 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 contrôles industriels, le vol de données à caractère personnel (par exemple de clients) ou d'informations sensibles. Il inclut également les attaques subies par les prestataires intervenants dans la chaine d'approvisionnement qui peuvent induire une compromission, par rebond, des organisations.

Dans un contexte géopolitique marqué par les conflits en Ukraine et au Moyen Orient et par les tensions commerciales associées, le risque de cyberattaque contre le secteur de l'énergie a augmenté d'après l'Agence nationale française de sécurité des systèmes d'information (ANSSI).

En 2025, l'utilisation croissante de l'intelligence artificielle complexifie la détection et la réponse aux tentatives de cyberattaque. A titre d'exemple, on observe de nouveaux scénarios tels que la corruption des données, l'extraction d'informations sensibles ou la génération de contenus frauduleux (deepfakes, phishing avancé).

Par ailleurs, le développement continu de la digitalisation du Groupe, l'intégration de nouvelles entités ou la création de *joint-ventures,* le recours à des sous-traitants, ainsi que la limitation des couvertures de cyber-assurances disponibles, continuent de 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

Le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention, de détection, de protection et de réaction de ses systèmes d'information et de ses données critiques.

Il dispose ainsi :

- 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 cyberattaques 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, notamment l'authentification à deux facteurs, pour les accès à ses plateformes internes et cloud ;
- 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 sécurisation de ses environnements industriels, initié sur les infrastructures critiques et étendu à l'ensemble des sites industriels ;
- d'un programme de sensibilisation aux risques cyber incluant une formation obligatoire aux bonnes pratiques de cybersécurité pour tous les employés. Ce programme prévoit, par ailleurs la prise en compte de l'usage croissant de l'intelligence artificielle dans la modélisation des exercices de formation ;
- de processus d'intégration de la cybersécurité dans les phases projets notamment en incluant des exigences contractuelles vis-à-vis des partenaires et sous-traitants ;
- d'une gouvernance et de standards cybersécurité alignés avec les réglementations applicables au contexte ENGIE dans le monde et en Europe (NIS2, DORA, CRA, AI Act);
- d'une cyber-assurance.

Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par des dispositifs spécifiques de réponse aux incidents de cybersécurité qui complètent le dispositif de gestion de crise du Groupe. Des exercices de crise sont régulièrement organisés, simulant des cyberattaques (type "rançongiciel", par "supply chain") afin d'entrainer les équipes et tester les moyens de redémarrages des systèmes. ENGIE a d'ailleurs participé à l'exercice REMPAR25 organisé par l'ANSSI.

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. Par ailleurs, certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001.

Enfin, 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).*

Voir également la Section 3.1.4.3.1 Cybersécurité.

2.2.5.3 Risque d'accident industriel

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels, notamment au travers de la survenance d'incendie ou d'explosion, susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, en lien avec son profil de *Utility*. 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 liste des principaux actifs industriels du Groupe est publiée chaque année en même temps que ses résultats financiers (voir Analyst pack au sein de la rubrique "FY 2025 / Résultats de l'année 2025" - https://www.engie.com/finance/resultats/2025).

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 construit et exploite également des centrales de production d'électricité à partir de gaz, des ouvrages hydrauliques, des parcs éoliens, des installations photovoltaïques, des capacités de stockages d'électricité, des centrales biomasse et des réseaux de chaleur et de froid. Il effectue des prestations de services 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 (survenance d'incendie ou d'explosion), 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.

L'indisponibilité non programmée des sites industriels d'ENGIE reste stable du point de vue du portefeuille global.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie avec pour objectifs de maîtriser les risques associés et de maintenir la 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 (voir Section 2.2.5.2 Cybersécurité).

Les entités qui exploitent des actifs industriels mettent en place un certain nombre de dispositions destinées à maitriser les risques afférents, par exemple :

- respect des réglementations applicables, par exemple la directive européenne dite "Seveso III [(1)]" ;
- mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue, visant à diminuer le niveau de risque résiduel ;
- identification des incidents et accidents, puis mise en place de plans d'actions pour éviter leur récurrence ;
- définition et mise en œuvre de plans d'actions basés sur l'amélioration continue.

En outre, ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels les plus exposés. Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales.

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).

Des informations complémentaires sont présentées en Section 3.1.4.3.3 Sécurité industrielle

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

2.2.6 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe reste 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 "État de durabilité et plan de vigilance".

2.2.6.1 Risques liés aux ressources humaines

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION

La démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle trois principaux risques :

Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru

Dans le cadre de son plan de transformation, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés à attirer et retenir les compétences nécessaires à son développement. Le marché de l'emploi dans le secteur de l'énergie est fortement concurrentiel notamment pour les profils hautement qualifiés, créant une tension accrue et une pénurie de main d'œuvre expérimentée.

Risques psychosociaux

L'évolution des organisations, des métiers et des modes de travail au sein du Groupe peut entrainer une baisse de motivation, un sentiment de désorientation ou de mal-être de certains salariés. Ces facteurs augmentent la probabilité d'absentéisme et peuvent impacter l'efficacité opérationnelle des salariés. Voir la Section 2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail.

Climat social

Le risque "climat social" est plus significatif en France et en Belgique, en raison de préoccupations économiques et sociales, renforcées notamment par des projets de cession et de réorganisation pouvant avoir un impact sur l'emploi.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Risque de perte de compétences et de talents, de *turnover* accru

Le Groupe a engagé les actions suivantes :

- déploiement des programmes de rétention et de développement des salariés, en particulier les juniors, les hauts potentiels, les postes critiques et les employés identifiés dans les plans de succession ;
- renforcement de la mobilité interne, à tous les niveaux et au sein de toutes les entités Groupe ;
- mise en œuvre ciblée d'une planification stratégique des emplois, qui porte sur les besoins critiques actuels et sur les besoins de compétences futures ;
- travaux visant à renforcer la "marque employeur", grâce notamment à un plan de communication fort tant en interne qu'à l'extérieur du Groupe ;
- conception de programmes de formation personnalisés pour préserver et développer les compétences clés.

Voir également Section 3.1.3.2.5 Talents et compétences.

Risques psychosociaux (RPS)

Le Groupe a engagé deux axes majeurs de prévention :

- Un standard "No Mind at risk" destiné à assurer un pilotage homogène des risques psychosociaux, sur la base de trois exigences :
  - sensibilisation et formation des managers au sein du Groupe à la détection des risques psychosociaux ;
  - mise en place de dispositifs d'écoute et de détection des risques psychosociaux ;
  - suivi et analyse des événements graves et mortels pour une meilleure compréhension des facteurs de cause et leur traitement ;
- Un dispositif "*No transformation At Risk*" qui vise à accompagner les organisations en transformation dans la prévention et le traitement des risques psychosociaux, en amont du lancement des projets.

Enfin, le groupe réalise, tous les deux ans, une enquête d'engagement des employés (*ENGIE&Me*) combinée à un pilotage interactif des plans d'actions associés.

Voir également Section 3.1.3.2.6 de l'Etat de durabilité

Climat social

Principales actions mises en œuvre :

- promotion continue d'un dialogue social positif et constructif avec les syndicats, tout en assurant une communication efficace avec les employés ;
- déploiement global du programme ENGIE *Care*, accord social moderne et complet, visant à garantir une protection sociale pour tous les employés du Groupe.

Voir également Section 3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social.

2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail

Criticité : **Tendance du risque :** → *Stable*

DESCRIPTION

Le Groupe opère dans divers domaines d'activité qui comportent des risques susceptibles de porter atteinte à la santé et à la sécurité de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires.

Parmi les risques majeurs liés à la sécurité au travail figurent :

- les accidents graves (avec atteintes irréversibles) et mortels ;
- les accidents du travail avec arrêt sans atteintes irréversibles ;
- les risques psychosociaux portant atteinte à la santé mentale des personnes.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et mortels, de poursuivre la réduction des accidents du travail et de prévenir les risques psychosociaux.

Le Groupe a défini deux axes de prévention : le premier *No Life At Risk* est relatif à la prévention des accidents, le second *No Mind At Risk* traite l'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux.

La Direction Générale du Groupe a décidé, à la suite des accidents mortels 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.

La poursuite de la mise en œuvre du plan ENGIE *One Safety* s'est concrétisée en 2025 au travers de plusieurs réalisations marquantes :

- la finalisation du programme de formation-coaching de l'ensemble des managers du Groupe, *ENGIE One Safety Culture ;*
- le déploiement d'une nouvelle campagne de communication sur le risque routier ;
- l'organisation de la semaine mondiale de la santé-sécurité au travail consacrée à la vigilance partagée ;
- la finalisation du déploiement de la plateforme digitale commune à l'ensemble du Groupe *One Safety Tool* et l'appui à l'appropriation de cet outil par les managers ;
- la révision de la politique du Groupe en matière de culture juste combinée à une enquête menée auprès des collaborateurs destinée à qualifier leur ressenti sur leur possibilité de s'exprimer sans contraintes ;
- la mise au point d'un nouveau programme destiné à la prévention des accidents graves et mortels des sous-traitants, PEPS pour Partenaires Engagés Pour la Sécurité.

Par ailleurs, une nouvelle démarche pluriannuelle d'amélioration de la qualité de vie au travail et de prévention des risques psychosociaux a été lancée avec :

- le déploiement d'une campagne de sensibilisation destinée à favoriser les prises de conscience et les changements de comportements ;
- le déploiement d'un nouveau module E-learning de sensibilisation obligatoire pour tous les collaborateurs ;
- l'élaboration d'un nouveau standard exprimant les attendus du Groupe vis-à-vis des entités ;
- le développement d'un kit méthodologique, dans le cadre du dispositif *No Transformation At Risk*, pour accompagner les projets de transformation des organisations et manager les éventuels risques psychosociaux aux différentes étapes du projet.

Les différentes dispositions mises en place en 2025 sont décrites en Sections 3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaires et 3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie).

2.2.7 Risques liés aux activités nucléaires

Criticité : **Tendance du risque :** *Baisse*

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient en partie et exploite en totalité sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange. Au sein de ce parc, cinq réacteurs ont été définitivement mis à l'arrêt respectivement : Doel 3 et Tihange 2 le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023 ; Doel 1 et Doel 2 le 14 février 2025 et le 30 novembre 2025 et enfin Tihange 1 le 30 septembre 2025. Les Unités de Tihange 3 et Doel 4 ont été prolongés de 10 ans au sein de BE-Nucléaire, une coentreprise détenue à parité avec l'Etat Belge.

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. 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 peuvent induire 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 et au niveau financier.

DESCRIPTION

Démantèlement des installations

Les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés à ce titre. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 17.2 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

L'accord avec le Gouvernement belge en décembre 2023 (paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros$_{2022}$ pour les coûts futurs liés au traitement des déchets) a réduit considérablement le risque inhérent au coût de la gestion des déchets qui a été définitivement fixé sans responsabilité résiduelle de l'exploitant une fois ceux-ci conditionnés conformément aux Critères de Transfert Contractuels (CTC) définis avec l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et fixés par arrêté royal.

Seuls subsistent à charge de l'exploitant nucléaire les risques associés :

- au coût du démantèlement des centrales et au coût de la gestion de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050 ; ces coûts sont soumis à révision triennale ;
- au respect du crédit volumétrique de déchets radioactifs et au conditionnement des déchets conformément aux CTC et du respect de leurs engagements.

Sécurisation des provisions nucléaires

La sécurisation des provisions nucléaires crée des risques financiers spécifiques à l'activité nucléaire.

Il s'agit principalement du risque de rendement des actifs financiers investis, contreparties des provisions constituées au sein de Synatom (filiale d'Electrabel), sous le contrôle de la Commission des Provisions Nucléaires (CPN). Ces actifs financiers dédiés sont, au 31 décembre 2025, investis en fonds SICAV, à hauteur de 5,6 milliards d'euros et représenteront la totalité des provisions nucléaires d'ici 2031 (voir Note 17.2.4 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés). La volatilité de la valeur des actifs financiers contrepartie des provisions nucléaires représente un risque important pour le Groupe.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Démantèlement des installations

Pour les risques résiduels que le Groupe doit gérer :

- au titre de la maîtrise du coût du démantèlement des centrales, un dispositif de contrôle de gestion renforcé et des revues trimestrielles du programme sont organisés ;
- au titre des volumes de déchets, les efforts d'inventorisation et de caractérisation des déchets que générera le démantèlement se poursuivent et devront confirmer la suffisance du crédit volumétrique obtenu en contrepartie du paiement forfaitaire ;
- au titre du conditionnement des déchets, les CTC ont été définis et des groupes de travail avec l'ONDRAF déterminent les modalités de conditionnement afin d'en confirmer les filières de traitement et le coût.

Sécurisation des provisions nucléaires

Le risque financier lié à la sécurisation des provisions nucléaires a été considérablement réduit à la suite des paiements libératoires à Hedera de 11,5 milliards d'euros$_{2022}$ en mars 2025 au titre du transfert des déchets de catégorie B et C, et de 3,5 milliards d'euros$_{2022}$ au redémarrage des unités en octobre 2025 au titre du transfert des déchets de catégorie A.

Pour le solde des provisions nucléaires sécurisées, le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un directeur des investissements au sein de Synatom. Un Comité des Investissements composé d'experts, tous administrateurs de Synatom, est chargé de superviser les décisions d'investissement. À cette fin, la politique d'investissement impose un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, et s'appuie sur une politique de contrôle des risques rigoureuse.

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire Electrabel doit obtenir des permis de construire et des autorisations d'exploiter certaines installations nucléaires qui font souvent l'objet de recours non suspensifs en annulation.	**Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire** En cas de recours, les équipes juridiques de l'activité nucléaire suivent attentivement ces contentieux et apportent leur concours aux agences de l'État pour leur résolution favorable.
Risque d'indisponibilité du parc nucléaire Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sureté incluant notamment le nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ou à une éventuelle saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs, est susceptible de détériorer les objectifs de performance. Cependant, la conclusion des Accords Phoenix a modifié le profil de risque d'Electrabel dans la mesure où la rentabilité des activités nucléaires ne se limite plus à la vente d'électricité. En effet, Electrabel perçoit désormais des revenus de natures différentes : a/ d'une part de la profitabilité de l'entité BE-Nucléaire, dont elle est actionnaire à 50%, b/ mais aussi et pour une part importante des marges générées en tant que prestataire de services (LTO services, O&M services) au bénéfice de BE-Nucléaire. Ces sources de revenus sont donc désormais plus diversifiées, ce qui diminue l'exposition d'Electrabel au risque de disponibilité des centrales. Cette exposition demeure néanmoins partiellement : les Accords Phoenix prévoient en effet une pénalisation progressive des marges octroyées dans le cadre de l'Operations & Maintenance Agreement en cas d'une disponibilité inférieure à 90% (hors arrêts planifiés), ainsi qu'en cas de dépassement des budgets Capex et Opex. La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2025 s'établit à 79%, hors arrêts planifiés, correspondant à une production de 18 TWh, alors qu'elle s'établissait à 86% en 2024.	**Risque d'indisponibilité du parc nucléaire** La gestion du vieillissement du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé. Une politique spécifique de maintien des compétences est en place. De nouveaux fournisseurs d'équipements supplémentaires ont fait l'objet - ou le seront très prochainement - d'accréditation avec les autorités, notamment pour la fourniture de containers permettant la libération de capacités d'entreposage intermédiaire de combustible usé en piscines d'unités des réacteurs et les premiers containers ont été livrés et chargés. Le programme de fabrication et de livraison se poursuit.
Sécurité des installations et sûreté nucléaire Depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'ont jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement. Mais 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.	**Sécurité des installations et sûreté nucléaire** Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel conforme aux standards extrêmement élevés de la profession tels que les normes de sûreté de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), et qui s'exerce à plusieurs niveaux (voir Section 3.1.4.3.3). 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 (voir Section 3.1.4.3.3).

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'Autorité des marchés financiers (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 (telle que décrite par le COSO) 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. Ces adaptations répondent aux évolutions constantes de la réglementation, à la transformation de l'organisation, au développement de nouveaux métiers, ou encore au développement du numérique.

Le dispositif de contrôle interne s'applique aux filiales du Groupe suivant un seuil de matérialité financière. Toutefois, les sociétés mises en équivalence peuvent retenir d'adopter un dispositif de contrôle interne différent dont elles rendent compte de l'efficacité à leurs organes de gouvernance. En 2025, 5 filiales au-delà du seuil sont concernées.

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 défense" est responsable de la conception d'un dispositif de contrôle interne approprié et de la supervision de son efficacité.

La deuxième ligne de défense du dispositif de contrôle interne est sous la responsabilité de chacune des Directions fonctionnelles. En particulier le contrôle interne financier est piloté par la Direction du Contrôle Interne au sein de la Direction Financière. Les entités opérationnelles et les pays d'une part, les régions et le Corporate d'autre part, ont leurs propres contrôleurs internes, chargés de piloter le déploiement du dispositif de contrôle interne sur leur périmètre respectif ; ils agissent à leur niveau en appui au management et ont un rattachement matricé entre la fonction Contrôle Interne (fonctionnel) et le management local (hiérarchique).

La Direction du Contrôle Interne a également une responsabilité globale et transverse sur le domaine contrôle interne. Ses missions principales sont :

- 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 défense" avec les autres fonctions (voir Section 2.3.2.3.3). Chacune porte la responsabilité de l'adéquation et de l'efficacité de son dispositif de contrôle interne dans son domaine respectif.

À ce titre, la Direction du Contrôle Interne présente le rapport annuel sur l'état du contrôle interne au Comité Exécutif et au Comité d'Audit.

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 et *compliance* 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 3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires).

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 (DDSIG). La sécurisation des Systèmes d'Information (SI) des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité de la DDSIG en lien avec les Directions Corporate correspondantes, dans le respect des 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 Units* (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 DDSIG. La DDSIG 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 par les Directions fonctionnelles (voir la Section 2.3.2.3.3 La deuxième ligne de défense), 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 maîtrise 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 défense, supervisés par les instances de gouvernance d'ENGIE.

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration, avec le Comité d'Audit, 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 défense

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 Directions des GBU, des régions, des pays **et des entités opérationnelles** sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant le périmètre de leurs activités.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de défense

Elle est organisée par fonctions pilotées par les Directions fonctionnelles 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 défense :

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 Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG) veille à la conformité ESG d'ENGIE, particulièrement en matière environnementale et sociétale. Elle propose les politiques du Groupe dans ce domaine, évalue le niveau de maturité ESG environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs ESG 2030 et réalise le *reporting* de durabilité.

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 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 au travail, de confidentialité et d'intégrité des données personnelles des salariés et agents du Groupe.

La Direction Transformation & Géographies est responsable de la supervision du *Transformation Office et* de la Direction Santé Sécurité et Support Projets Groupe. Elle gère également la maille pays de la plateforme géographique du Groupe, ainsi que l'organisation *Global Business Support* (GBS) 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 et Support Projets Groupe est en charge des activités au niveau Groupe relatives (a) 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*) (b) à la gestion de crise, et (c) au soutien et au renforcement de l'excellence dans la gestion des projets industriels du Groupe.

La Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe (DDSIG) 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 défense : 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'actions associés.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction du *Reporting*, Analyses et Performance (DRAP) 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, ainsi que 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, assure la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées. La Direction établit les analyses et rapports nécessaires à la Direction Générale pour le pilotage économique et financier du Groupe, et aux GBU pour le pilotage de leur périmètre. Elle établit et maintient le référentiel de contrôle de gestion Groupe et veille à son déploiement au sein des différentes entités. Elle pilote les filières Comptable et Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et des outils. Elle assure le pilotage du processus budgétaire et plan d'affaires, ainsi que 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 pays qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction Processus, Data et Systèmes financiers définit la stratégie en matière de processus et de Systèmes d'Information de la fonction finance. Elle détermine et pilote, les politiques, normes et standards en matière de processus et de solutions informatiques propres à la fonction finance. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les entités. À ce titre, la Direction Processus, Data 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 SA*P BFC* pour la consolidation des comptes et SA*P BPC* pour le *reporting* de contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de SA*P 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 DRAP est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs, y compris pour les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée, au sens de la réglementation AMF. 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, des pays et des entités opérationnelles. Celles-ci sont responsables de la production des comptes sociaux des entités juridiques et de leur transcription dans le référentiel IFRS, ainsi que de 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 consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le Corporate.

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 les activités se rapportant aux relations avec les investisseurs institutionnels et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

2.3.3.2 Processus de consolidation

La **DRAP** est responsable de la production des comptes consolidés. Elle assure le contrôle de gestion des GBU et bénéficie du soutien de ses filières dans les pays. 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 pays 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 pays et principales entités opérationnelles, s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par une lettre d'affirmation.

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 actualisations du budget en cours d'année. La **DRAP** élabore à cette fin des instructions à l'attention de chaque GBU et entités de reporting détaillant les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité.

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 Goodwill et des actifs à long terme s'appuie sur ces données. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en réunion conjointe du Comité d'Audit et du Comité des Investissements et des Technologies, 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 qu'elles peuvent utiliser et adapter suivant leurs enjeux.

S'agissant plus particulièrement de l'évaluation de l'efficacité des dispositifs en place, en 2025, le Groupe a continué à déployer des contrôles automatisés en utilisant les données disponibles dans les processus transactionnels, notamment en matière de Séparation des Tâches (Segregation of Duties - SOD). Cela vise à mieux maîtriser les risques de non-conformité, de fraude et à garantir la fiabilité des informations comptables. De nouveaux contrôles ont été conçus dans le cadre du projet *Global Enterprise Transformation* (GET). Ce projet vise au déploiement d'un système de gestion unique autour de processus unifiés. En 2025, ces contrôles ont été appliqués aux entités pilote situées au Pérou et au périmètre de ENGIE Solutions France.

Ces contrôles automatisés sont utilisés par la première ligne de défense. La Direction du Contrôle Interne définit une liste de contrôles automatisés faisant l'objet d'une supervision par la deuxième ligne de défense.

S'agissant de la notion d'engagement, la responsabilité du management est formalisée par la rédaction et la signature d'une lettre d'attestation annuelle. Cette lettre exprime le point de vue du dirigeant sur l'efficacité du dispositif de contrôle interne dans son périmètre de responsabilité en y annexant les plans d'actions significatifs jugés adéquats pour remédier aux faiblesses relevées.

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



3

ÉTAT DE DURABILITÉ ET PLAN DE VIGILANCE RFA

3.1 État de durabilité 68

3.1.1 Informations générales [ESRS 2] 78
3.1.1.1 Note méthodologique 78
3.1.1.2 Stratégie – Modèle d'affaires – chaîne de valeur 79
3.1.1.3 Gouvernance de la responsabilité ESG 90
3.1.1.4 Processus de double matérialité 93
3.1.1.5 Système de gestion des risques et contrôle interne de l'état de durabilité 103

3.1.2 Informations environnementales 103
3.1.2.1 Changement climatique [ESRS E1] 103
3.1.2.2 Gestion des enjeux nature 124
3.1.2.2.1 Gouvernance des enjeux 124
3.1.2.2.2 Pollution industrielle [ESRS E2] 125
3.1.2.2.3 Eau [ESRS E3] 128
3.1.2.2.4 Biodiversité et écosystèmes [ESRS E4] 131
3.1.2.2.5 Utilisation des ressources et économie circulaire [ESRS E5] 136
3.1.2.3 Taxonomie européenne 142

3.1.3 Informations sociales 147
3.1.3.1 Le respect des droits humains 147
3.1.3.2 Personnel de l'entreprise [ESRS S1] 150
3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) [ESRS S2] 173
3.1.3.4 Travailleurs de la chaîne de valeur (Energie) [ESRS S2] 178
3.1.3.5 Communautés affectées [ESRS S3] 180
3.1.3.6 Consommateurs et utilisateurs finaux [ESRS S4] 185

3.1.4 Informations relatives à la conduite des affaires [ESRS G1] 191
3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires [ESRS G1] 191
3.1.4.2 Achats durables [ESRS G1] 196
3.1.4.3 Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle [information spécifique] 201

3.1.5 Annexes 204

3.1.6 Rapport de certification des informations en matière de durabilité 215

3.1.7 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 218

3.2 Plan de vigilance 220

3.2.1 La démarche de vigilance droits humains 221

3.2.2 La démarche de vigilance santé-sécurité 227

3.2.3 La démarche de vigilance environnementale 233

3.2.4 La démarche de vigilance achats 238

3.2.5 Évaluation des tiers 246

3.2.6 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 246

3.2.7 Dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité 247

3.2.8 Compte-rendu de mise en œuvre 249

3.2.9 Table de concordance devoir de vigilance 250

3.1 ÉTAT DE DURABILITÉ

ESSENTIEL **ESRS**

LES ENJEUX MATÉRIELS D'ENGIE

ESRS E1 CHANGEMENT CLIMATIQUE

11 IRO [1]

Atténuation du changement climatique et transition énergétique

ENGIE s'engage à atteindre la neutralité carbone en 2045 et pilote pour cela une décroissance soutenue et régulière de ses émissions de gaz à effet de serre. Le Groupe investit significativement dans le développement des énergies renouvelables en électricité et en gaz, sur toute sa chaîne de valeur, et diminue en parallèle son empreinte dans les énergies fossiles.

- **1** impact négatif
- **3** impacts positifs
- **2** risques
- **3** opportunités

Adaptation aux conséquences du changement climatique

Le changement climatique induit la survenance d'événements extrêmes et à moyen terme, influe sur la disponibilité de ressources naturelles (eau, vent, degré d'ensoleillement, etc.) ainsi que sur les besoins des clients (moins de chaleur, plus de froid) qui peuvent impacter les conditions opérationnelles des activités d'ENGIE et son modèle d'affaires.

- **2** risques

ESRS E2 POLLUTION INDUSTRIELLE

7 IRO

Pollution de l'air, des sols et de l'eau

Les activités d'ENGIE peuvent engendrer des rejets dans l'air, dans l'eau et dans les sols, avec un impact potentiel sur les écosystèmes et la santé humaine (ex. production d'énergie à partir de combustion).

- **3** impacts négatifs
- **1** impact positif
- **3** risques

ESRS E3 EAU

5 IRO

Préservation des ressources en eau douce

ENGIE est dépendant de la ressource en eau douce pour le maintien de ses activités (ex. CCGT, barrages hydroélectriques). La maîtrise des pressions exercées sur cette ressource est donc clef, notamment en zone de stress hydrique.

- **2** impacts négatifs
- **2** risques
- **1** opportunité

ESRS E4 BIODIVERSITÉ ET ECOSYSTÈMES

6 IRO

Dégradation des écosystèmes et perte de biodiversité

Les activités du Groupe, notamment la construction et l'exploitation d'infrastructures énergétiques, peuvent contribuer à une perturbation de la biodiversité terrestre et aquatique ainsi qu'à une artificialisation des sols.

- **3** impacts négatifs
- **1** impact positif
- **2** risques

ESRS E5 UTILISATION DES RESSOURCES ET ÉCONOMIE CIRCULAIRE

6 IRO

Gestion des ressources : réduction des déchets et économie circulaire

ENGIE conçoit et exploite des actifs énergétiques à grande échelle en dépendant de matières premières parfois critiques. Ainsi, le démantèlement des actifs - notamment renouvelables - devient stratégique. Par ailleurs, innover grâce à des solutions circulaires dans les modèles industriels - usage de chaleur fatale, développement du biométhane - permet de recycler des déchets dans la production.

- **1** impact négatif
- **1** impact positif
- **2** risques
- **2** opportunités

ESRS S1 MAIN D'ŒUVRE PROPRE À L'ENTREPRISE

15 IRO

Conditions de travail et dialogue social

Dans un contexte de transformation des métiers et des expertises liés à la transition énergétique et aux profondes évolutions numériques en cours, et dans une démarche de transition juste, le dialogue social joue un rôle essentiel pour prévenir et atténuer les tensions, tout en améliorant les conditions de travail des salariés.

- **1** impact négatif
- **1** impact positif
- **2** risques

(1) IRO pour Impacts, Risques et Opportunités ; Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

Diversité, équité et inclusion
Le Groupe est engagé dans une démarche d'équité et de diversité visant à promouvoir un environnement de travail inclusif, contribuant à améliorer la performance du collectif pour faire face aux défis actuels.

1 impact négatif
1 impact positif
1 risque

Talents et compétences
Dans un contexte de transformations technologiques majeures – transition énergétique et révolution numérique – les métiers et les compétences évoluent rapidement. Le Groupe doit rester à la pointe de ces changements afin de former ses employés et d'attirer les talents.

1 impact négatif
2 impacts positifs
1 risque

Santé-sécurité des salariés et intérimaires
Les salariés et intérimaires travaillant pour ENGIE peuvent être exposées à différents types de risques pouvant porter atteinte à leur santé physique ou à leur santé mentale. La maitrise de ces différents risques est une priorité absolue pour le Groupe.

2 impacts négatifs
2 risques

ESRS S2 TRAVAILLEURS DE LA CHAÎNE DE VALEUR

6 IRO

Conditions de travail dans la chaîne de valeur
Les achats, y compris les achats d'énergie, représentent une activité stratégique pour la bonne réalisation des opérations. Le Groupe s'efforce de garantir le respect des droits humains en veillant à des conditions de travail décentes et à la santé et sécurité des travailleurs tout au long de la chaîne de valeur.

1 impact négatif
1 impact positif
1 risque

Santé-sécurité dans la chaîne de valeur
En matière de santé-sécurité au travail, le Groupe requiert le même niveau de prévention et de protection pour ses prestataires et ses sous-traitants, sur sites ENGIE, que pour ses salariés et intérimaires.

1 impact négatif
1 risque
1 opportunité

ESRS S3 COMMUNAUTÉS AFFECTÉES

6 IRO

Dialogue avec les communautés affectées
ENGIE ne pouvant développer ni exploiter des infrastructures énergétiques sans l'acceptabilité locale, le dialogue continu avec les communautés affectées est indispensable pour prévenir les impacts, sécuriser les projets et ancrer durablement les activités du Groupe dans les territoires.

3 impacts négatifs
1 impact positif
2 risques

ESRS S4 CONSOMMATEURS ET UTILISATEURS FINAUX

5 IRO

Inclusion des consommateurs et utilisateurs finaux
Opérant au contact direct de millions de clients particuliers, ENGIE promeut la transition énergétique en proposant des offres d'électricité verte et des services pour les aider à moins consommer. Par ailleurs, dans un contexte mondial plus agressif sur le plan de la cybersécurité, la protection de leurs données personnelles est un enjeu majeur.

1 impact négatif
2 impacts positifs
1 risque
1 opportunité

ESRS G1 CONDUITE DES AFFAIRES

10 IRO

Éthique et conduite des affaires
Le non-respect des lois et des procédures encadrant la conduite des affaires peut avoir des impacts négatifs sur la société ainsi que générer des risques financiers, juridiques et d'image pour le Groupe. ENGIE veille à ce que ses activités soient menées dans le respect de l'éthique et de la règlementation, qui constituent le socle de ses actions.

1 impact négatif
1 risque

Achats durables
ENGIE dépend d'une chaîne d'approvisionnement mondiale exposée aux tensions géopolitiques, aux risques droits humains et aux pressions carbone tout en s'appuyant sur des milliers de fournisseurs dont il attend des pratiques éthiques, environnementales et sociales robustes (ex. composants critiques des énergies renouvelables électriques). Les pratiques d'achats responsables sont essentielles pour sécuriser ses approvisionnements.

1 impact négatif
2 impacts positifs
1 risque

Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle
En tant que Groupe industriel énergétique, ENGIE évolue dans un contexte international marqué par de fortes tensions, pouvant accroitre son exposition aux risques de cyberattaques et de sûreté. Par ailleurs, ses activités peuvent conduire à des accidents industriels majeurs. Le traitement des risques de dommages aux biens et aux personnes fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques.

2 impacts négatifs
1 impact positif
1 risque

CHANGEMENT CLIMATIQUE

ESRS E1

Atténuation du changement climatique et transition énergétique

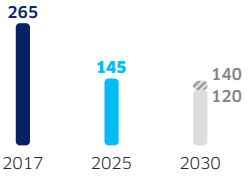
1 impact négatif
3 impacts positifs
2 risques
3 opportunités

PLANS D'ACTIONS

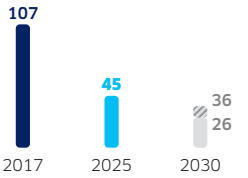
- **Arrêter l'utilisation du charbon** en passant par l'arrêt des ventes de charbon depuis 2019 et l'arrêt de la production d'énergie à partir du charbon d'ici 2025 en Europe continentale et d'ici 2027 dans le monde.
- **Réduire et décarboner la consommation et les ventes de gaz, tout en produisant des gaz renouvelables et décarbonés**, (i) en réduisant les ventes de gaz et les volumes de gaz consommés par le parc thermique existant, (ii) en décarbonant les centrales thermiques restantes et (iii) en produisant des gaz décarbonés (biométhane et hydrogène).
- **Décarboner la production, les ventes et la consommation d'électricité et de chaleur** en produisant de l'électricité renouvelable ; de la chaleur renouvelable, décarbonée ou de récupération et en vendant de l'électricité renouvelable et décarbonée.
- **Accompagner la transition des infrastructures gazières existantes et développer des infrastructures électriques** de transport et de distribution, de la flexibilité de l'offre énergétique et des infrastructures de mobilité bas carbone et des technologies bas carbone (dessalement, pompes à chaleur).
- **Accompagner les clients dans la décarbonation de leurs activités en plus des activités susmentionnées**, en développant les services sur l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et la flexibilité de la demande énergétique (pilotage de la demande, batteries décentralisées).

OBJECTIFS
(Extraits)

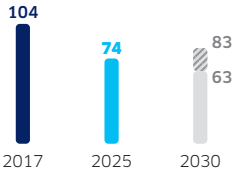
Émissions de gaz à effet de serre du Groupe (scopes 1,2 et 3) *en Mt CO_2 éq.* :



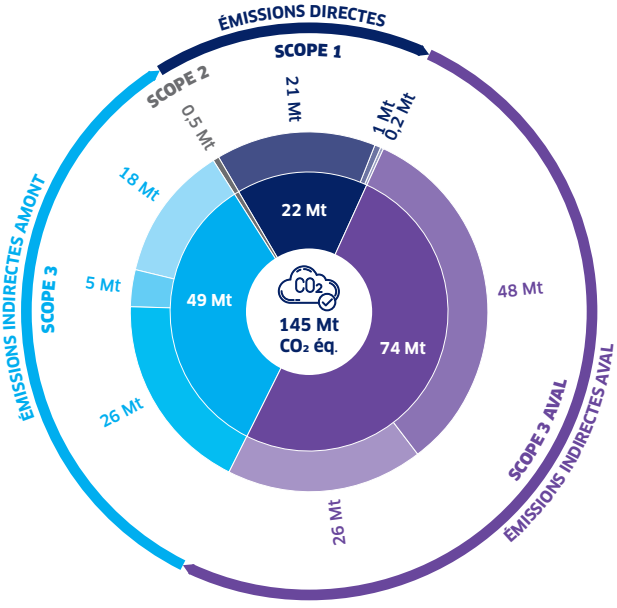
Émissions de gaz à effet de serre pour la production d'énergie (scopes 1 et 3) *en Mt CO_2 éq.* :



Émissions des gaz à effet de serre liées aux ventes de commodités (énergies et combustibles) *en Mt CO_2 éq.* (scopes 3.3D et 3.11) :



Zone cible 2030

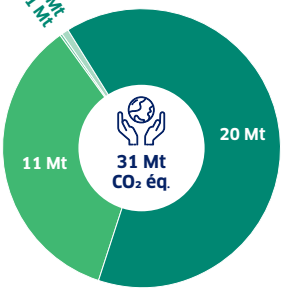


Scope 3 Amont
26 Mt Génération d'énergie achetée pour la revente aux clients finaux
5 Mt Achats et biens immobilisés
18 Mt Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité

Scope 2
0,5 Mt Achats d'électricité et de chaleur

Scope 1
21 Mt Génération d'énergie
1 Mt Infrastructures gaz
0,2 Mt Autres activités (incl. flotte de véhicules)

Scope 3 Aval
48 Mt Usage des produits vendus (vente de combustibles)
26 Mt Investissements (incl. génération d'énergie des entités non contrôlées)



Décarbonation des clients : émissions évitées
20 Mt Génération d'énergie et de gaz renouvelables
11 Mt Revente d'énergie et de gaz renouvelables
0,1 Mt Stockage d'électricité
0,2 Mt Services énergétiques

CHANGEMENT CLIMATIQUE

ESRS E1

Adaptation aux conséquences du changement climatique

2 risques

PLANS D'ACTIONS

- Assurer la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique en incluant le risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe.
- Assurer la résilience des sites en local en analysant le risque climatique des nouveaux projets et des sites existants, et si besoin, mettre en place des plans d'adaptation.

Politique climat

OBJECTIFS *(Extraits)*

Part des sites existants soumis à un risque climatique matériel disposant d'un plan d'adaptation :

Résultat 2025 : **85%**

Cible 2026 : **100%**

Part des nouveaux projets avec seuil de validation Comex et Conseil d'Administration intégrant une analyse de risque climat avant décision d'investissement :

Résultat 2025 : **89%**

Cible 2026 : **100%**

POLLUTION INDUSTRIELLE

ESRS E2

Pollution de l'air, des sols et de l'eau

3 impacts négatifs **3** risques

1 impact positif

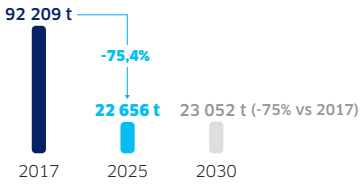
PLANS D'ACTIONS

- Intégrer les enjeux de pollution de l'air, de l'eau et des sols dans le développement des projets.
- Améliorer l'inventaire des polluants dans l'air, l'eau et les sols liés aux processus industriels.
- Dépolluer les anciens sites gaziers par des travaux de réhabilitation et de cession.

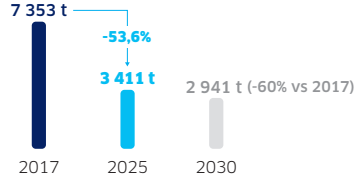
Politique anti-pollution

OBJECTIFS *(Extraits)*

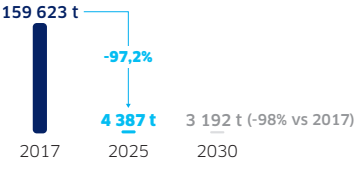
Réduction des émissions d'oxydes d'azote (NOx) liées à la production d'énergie en *t.* :



Réduction des émissions de particules liées à la production d'énergie en *t.* :



Réduction des émissions de dioxyde de souffre (SO_2) liées à la production d'énergie en *t.* :



EAU

ESRS E3

Préservation des ressources en eau douce

2 impacts négatifs
2 risques
1 opportunité

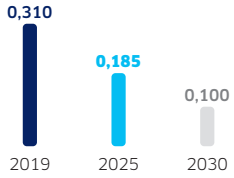
PLANS D'ACTIONS

- Identifier et déployer les leviers d'action permettant d'agir sur la consommation d'eau douce pour les sites existants.
- Analyser pour chaque nouveau projet les risques et opportunités en matière de gestion de l'eau et les actions à mettre en place.
- Pour les sites en zone de stress hydrique, mettre en place des plans d'actions contribuant à réduire la pression sur la ressource en eau douce.

Politique eau et océans

OBJECTIFS *(Extraits)*

Réduction de la consommation d'eau douce pour la production d'énergie en m^3/MWh :



BIODIVERSITÉ ET ÉCOSYSTÈMES

ESRS E4

Dégradation des écosystèmes et perte de biodiversité

3 impacts négatifs
2 risques
1 impact positif

PLANS D'ACTIONS

- Mettre en place une gestion écologique pour les activités industrielles du Groupe, notamment sans utiliser de produits phytosanitaires chimiques.
- Appliquer la séquence "éviter-réduire-compenser (ERC)" sur les projets de développement.
- Développer des plans d'action pour les sites identifiés comme prioritaires matériels.
- Mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN).

Politique biodiversité

OBJECTIFS *(Extraits)*

Taux de sites en activité couverts par un plan de gestion écologique :

Résultat 2025 : **68%**
Cible 2030 : **100%**

Taux de projets ayant appliqué la séquence ERC :

Résultat 2025 : **100%**
Cible 2025 : **100%**

Taux de sites prioritaires matériels ayant un plan d'actions :

Résultat 2025 : **100%**
Cible 2028 : **100%**

Solutions fondées sur la Nature (SfN) :

Résultat 2025 : **6**
Cible 2025 : **10**

UTILISATION DES RESSOURCES ET ÉCONOMIE CIRCULAIRE

ESRS E5

Gestion des ressources : réduction des déchets et économie circulaire

1 impact négatif
1 impact positif
2 risques
2 opportunités

PLANS D'ACTIONS

- Développer le biométhane en Europe pour utiliser les ressources locales.
- Poursuivre l'évaluation de la criticité des matériaux (Passeport des risques matériaux).
- Développer la récupération d'énergie dans les processus industriels.
- Réparer les actifs pour prolonger leur durée de vie.
- Valoriser au maximum les déchets dangereux et non dangereux issus du démantèlement des sites.

Politique économie circulaire et ressources naturelles

OBJECTIFS
(Extraits)

Production annuelle de biométhane en Europe *en TWh* :

Résultat 2025 : **1,2**

Cible 2035 : **10**

Capacité d'injection annuelle de biométhane sur les réseaux en France *en TWh* :

Résultat 2025 : **14,5**

Cible 2030 : **50**

MAIN D'ŒUVRE PROPRE À L'ENTREPRISE

ESRS S1

Conditions de travail et dialogue social

1 impact négatif **2** risques
1 impact positif

PLANS D'ACTIONS

- Renégocier l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE.
- Cartographier les accords dans chaque pays.
- Déployer l'actionnariat salarié à travers le plan *LINK*.
- Mettre en œuvre le Programme *ENGIE Care*.

Diversité, équité et inclusion

1 impact négatif **1** risque
1 impact positif

PLANS D'ACTIONS

- Mettre en place des outils permettant de suivre le déploiement de la politique DEI (Diversité, Equité et Inclusion).
- Identifier et traiter les éventuels écarts de rémunération entre les femmes et les hommes.

Talents et compétences

1 impact négatif **1** risque
2 impacts positifs

PLANS D'ACTIONS

- Cartographier les besoins d'ENGIE en termes de compétences et par *job* et déployer la démarche compétences au sein du Groupe.
- Mettre en place des Académies Métiers (GBU et fonctions transverses).
- Poursuivre le déploiement de la stratégie *People Development Group* auprès des salariés et notamment de la nouvelle politique Mobilité publiée en 2025.

Santé et sécurité des salariés et intérimaires

2 impacts négatifs **2** risques

PLANS D'ACTIONS

- Poursuivre le déploiement du plan de transformation *ENGIE One Safety*, dont la formation-coaching *ENGIE One Safety Culture* auprès de l'ensemble des managers.
- Renforcer la prévention des risques psychosociaux pour les projets de transformation ainsi que pour les activités habituelles.

Politique de vigilance - droits humains
Politique formation et développement
Politique Diversité, Équité et inclusion
Politique santé-sécurité

OBJECTIFS *(Extraits)*

Taux de femmes cadres :

Résultat 2025 : **33,1%**



Cible 2030 : **40% à 60%**

Taux d'apprentis au regard des salariés en CDI et CDD en France * :

Résultat 2025 : **7,3%**

Cible 2030 : **10%**

Équité salariale Femmes / Hommes :

Résultat 2025 : **1,57%**
Cible 2030 : **≤ 2%**

Taux d'effectif formé chaque année :

Résultat 2025 : **89,7%**



Cible 2030 : **100%**

Nombre de décès dûs à des accidents professionnels parmi les salariés et les intérimaires :

Résultat 2025 : **0**
Cible permanente : **0 accident mortel**

* *Hors entités régulées GRDF et NaTran*

Zone cible 2030

TRAVAILLEURS DE LA CHAÎNE DE VALEUR

ESRS S2

Conditions de travail dans la chaîne de valeur

1 impact négatif
1 impact positif
1 risque

PLANS D'ACTIONS

Achats hors énergie

- Réaliser des audits éthiques spécifiques (notamment au Moyen-Orient sur les bases de vie des ouvriers) sur les sites de production dans les secteurs à haut risque (panneaux solaires et éoliennes).
- Mettre en œuvre un plan de formation obligatoire sur l'éthique des relations avec les fournisseurs et la diligence raisonnable dans les processus d'achats.
- Prévenir les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe dans les pays à risque grâce à des *due diligence* renforcées.

Achats d'énergie

- Mettre en œuvre des lignes directrices ESG strictes par produit d'approvisionnement (gaz de schiste, biomasse, biométhane, crédits carbone, iREC, énergie renouvelable) et par fournisseur d'énergie.

Santé-sécurité dans la chaîne de valeur

1 impact négatif
1 risque
1 opportunité

PLANS D'ACTIONS

- Éradiquer les accidents graves et mortels en appliquant des processus spécifiques au management de la santé-sécurité des sous-traitants en imposant des standards et règles de sécurité identiques à ceux applicables aux collaborateurs.

Politique de vigilance - droits humains
Politique santé-sécurité
Charte Achats
Code de conduite des fournisseurs
Politique de *due diligence*

OBJECTIFS
(Extraits)

Nombre de décès dûs à des accidents professionnels parmi les sous-traitants :

Résultat 2025 : **1**
Cible permanente : **0 accident mortel**

COMMUNAUTÉS AFFECTÉES

ESRS S3

Dialogue avec les communautés affectées

- **3** impacts négatifs
- **2** risques
- **1** impact positif

PLANS D'ACTIONS

- Mettre en œuvre le plan de vigilance du Groupe.
- Évaluer régulièrement les conséquences potentielles des activités du Groupe sur les communautés et veiller à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.
- Mettre en place des plans de remédiation locaux en fonction des risques identifiés.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Code de conduite éthique**
- **Politique transition juste**
- **Politique d'engagement avec les parties prenantes**

OBJECTIFS
(Extraits)

Activités industrielles dotées d'un plan d'engagement avec les parties prenantes :

Résultat 2025 : **85%**

Cible 2030 : **100%**

CONSOMMATEURS ET UTILISATEURS FINAUX

ESRS S4

Inclusion des consommateurs et utilisateurs finaux

- **1** impact négatif
- **1** risque
- **2** impacts positifs
- **1** opportunité

PLANS D'ACTIONS

- Contribuer à une transition juste et efficace en continuant à développer des offres vertes (gaz et électricité).
- Continuer à développer des services d'aide au pilotage de la consommation d'énergie.
- Continuer à appliquer la politique de protection des données personnelles des clients du Groupe.

- **Politique de vigilance - droits humains**
- **Politique transition juste**
- **Politique d'engagement avec les parties prenantes**
- **Politique de protection des données à caractère personnel**

OBJECTIFS
(Extraits)

Part des contrats d'électricité verte dans le total des contrats d'électricité (en moyenne sur le périmètre européen) :

Résultat 2025 : **95,1%**



Cible 2030 : **90%-95%**

Zone cible 2030

CONDUITE DES AFFAIRES

ESRS G1

Éthique et conduite des affaires

1 impact négatif **1** risque

PLANS D'ACTIONS

- Poursuivre la mise en œuvre du dispositif éthique et compliance.

Achat durables

1 impact négatif **1** risque
2 impacts positifs

PLANS D'ACTIONS

Achats hors énergie :

- Suivre la mise en œuvre de la politique d'achats inclusifs en France.
- Piloter la politique Compliance au sein de la Direction des Achats.
- Déployer au niveau des achats une démarche de réduction de l'empreinte carbone.

Achats d'énergie :

- Déployer une stratégie ESG dédiée pour le gaz de schiste. Contribuer à la *Responsible Commodities Sourcing Initiative* (RECOSI).

Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle

2 impacts négatifs **1** risque
1 impact positif

PLANS D'ACTIONS

Cybersécurité :

- Mettre en œuvre un programme pluriannuel de Cybersécurité à l'échelle du Groupe.

Sûreté des biens et des personnes :

- Mettre en œuvre des mesures de prévention et de protection en fonction de la criticité de la zone d'implantation et/ou des activités.

Sécurité industrielle :

- Mettre en œuvre des systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue dans les filiales et entités exploitant des actifs industriels.

Sûreté nucléaire :

- Mettre en œuvre une politique forte de sûreté nucléaire intervenant à tous les stades du processus d'exploitation et de démantèlement des centrales.

Éthique et *compliance*
Charte Achats
Politique cybersécurité Groupe

OBJECTIFS
(Extraits)

Former les personnes les plus exposées au risque de corruption :

Résultat 2025 : **87,7%**

Cible 2030 : **>95%**

Part des fournisseurs (hors énergie) représentant au moins 50% de l'empreinte carbone, engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE

Résultat 2025 : **51%**

Cible 2030 : **100%**

Zone cible 2030

3.1.1 Informations générales [ESRS 2]

3.1.1.1 Note méthodologique

3.1.1.1.1 Base générale d'établissement de l'état de durabilité [BP-1]

Bases de préparation [BP-1 5a, b]

Cet état de durabilité est préparé conformément à la directive du 14 décembre 2022 modifiant le Règlement n°537/2014, la directive 2004/109/CE, la directive 2006/43/CE et la directive 2013/34/EU sur l'état de durabilité des entreprises (CSRD). Ces directives ont été transposées en France selon l'ordonnance de transposition n° 2023-1142 du 6 décembre 2023, amendée par la Loi n° 2025-391 du 30 avril 2025, et ont été supplémentées par le règlement délégué 2023/2772 du 31 juillet 2023. Ce dernier instaure les normes de reporting en matière de durabilité *(European Sustainability Reporting Standards* dits "ESRS"). Cet état de durabilité est également préparé conformément à la taxonomie européenne selon l'article 8 du règlement 2020/852.

Cet état de durabilité repose sur une analyse de double matérialité (décrite plus en détail ci-après), permettant d'identifier les sujets Environnementaux, Sociaux ou de Gouvernance (ESG) sur lesquels ENGIE a un impact matériel (positif ou négatif) et ceux ayant un effet majeur sur la performance financière du Groupe (risques ou opportunités).

Ces informations ont été établies dans un contexte évolutif caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes, l'absence de pratiques établies notamment pour l'analyse de double matérialité ainsi que par un dispositif de contrôle interne en cours d'adaptation. Dans ce contexte règlementaire demeurant encore incertain au début de l'année 2026, ENGIE a fait le choix de maintenir un niveau de publication similaire à l'année dernière. Ainsi, les travaux réalisés cette année s'inscrivent dans la continuité de ceux menés l'année précédente.

Quelques points méritent attention :

- l'analyse de double matérialité reste identique à celle réalisée en 2024 car il n'a été identifié aucun événement majeur dont l'impact sur la structure du groupe ENGIE ou son modèle d'affaires aurait été de nature à modifier les résultats de l'analyse de double matérialité et les exigences de publications qui en découlent ;
- certaines informations quantitatives font appel aux jugements et estimations de la Direction Générale du Groupe ENGIE et peuvent comporter des incertitudes en particulier pour les données prévisionnelles sur le long terme comme précisé en section 3.1.1.1.2. Ces éléments d'incertitude, jugements et estimations sont précisés pour les principaux indicateurs concernés au sein du rapport de durabilité ;
- comme précisé dans le paragraphe "Eléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions totales de GES du Groupe" de la partie de la Section 3.1.2.1.6 Indicateurs climatiques [E1-5, E1-6], les émissions de CO2 associées aux prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier sont exclues du scope 1 du Groupe ;
- conformément à ses engagements, le Groupe publie cette année certains points de données qui n'étaient pas disponibles en 2024. Quelques points de données demeurent à publier ou à compléter lors des prochains exercices. Il s'agit notamment de :
  - la publication des indicateurs relatifs aux polluants de l'eau et des sols, et aux délais de paiements fournisseurs et les informations sur les amendes, pénalités et indemnisation des dommages résultant d'incidents liés aux droits humains,
  - l'alignement des méthodologies de calcul avec les normes ESRS pour certains indicateurs de rémunération ;
- face à la complexité de la règlementation européenne sur le *reporting* de durabilité (y compris la taxonomie) et l'absence d'interprétation univoque et consensuelle des textes, le Groupe a conservé ses principes de reporting établis en 2024, notamment sur la définition du contrôle opérationnel, qui dans le cas du Groupe ENGIE, se base sur l'analyse du contrôle financier, en ajoutant des critères d'analyse spécifiques au contrôle opérationnel ;
- le groupe ENGIE a choisi d'appliquer dès la clôture 2025 les dispositions du Règlement délégué Omnibus (EU) 2026/73 qui introduit des mesures simplificatrices en ce qui concerne les critères génériques permettant de déterminer si une activité économique ne cause pas de préjudice important à la prévention et à la réduction de la pollution ("DNSH") ainsi que la simplification des tableaux de restitution des résultats. Le Groupe n'a pas considéré pour cet exercice l'option proposée par le Règlement délégué d'appliquer une matérialité pour l'évaluation de l'éligibilité et de l'alignement de ses activités économiques. Cette possibilité sera néanmoins étudiée dans le cadre de l'exercice 2026 ;
- enfin l'adaptation du processus de contrôle interne aux nouvelles exigences de la norme est en cours. Des progrès notables ont été réalisés depuis l'année dernière. Ces efforts seront poursuivis lors des prochains exercices (voir Section 3.1.1.5).

Périmètre de consolidation

Conformément aux normes ESRS, l'état de durabilité applique le même périmètre que les états financiers. Cela signifie que le périmètre de *reporting* ESG des "opérations propres" est conforme au périmètre de consolidation des états financiers couvrant à la fois la société mère et ses filiales (intégration globale à 100%). Les activités conjointes sont également considérées comme des opérations propres d'ENGIE à hauteur de leur quote-part de détention capitalistique.

Les entreprises associées (à savoir celles dans lesquelles ENGIE exerce une influence notable) et les coentreprises (dans lesquelles ENGIE exerce un contrôle conjoint) sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence et font partie des segments amont ou aval de la chaîne de valeur (CV) à hauteur de leur taux de détention. Les actifs financiers (prêts, investissements en actions et en dette) sont pris en compte comme des "relations d'affaires" et peuvent donner lieu, si elles sont significatives, à des informations sur la chaîne de valeur.

La base de préparation et de calcul des indicateurs suit les principes ci-dessus, à l'exception de certains indicateurs spécifiques qui nécessitent un champ d'application plus large. Pour ces indicateurs, la méthodologie appliquée est précisée dans les sections relatives aux ESRS concernées.

[BP-1 5c] Comme pour la première année de *reporting*, et à l'exception de l'exercice de double matérialité et des exceptions spécifiées dans la section concernée le cas échéant, la chaîne de valeur inclut les fournisseurs de rang 1 et les consommateurs et utilisateurs finaux de rang 1, à savoir les clients particuliers directs qui achètent les produits et services de l'entreprise à des fins d'usage personnel.

3.1.1.1.2 Publication d'informations relatives à des circonstances particulières [BP-2]

Horizons temporels [BP-2 9a, b]

Pour la préparation de l'état de durabilité, le Groupe applique des horizons temporels cohérents avec ceux utilisés pour l'information financière, et notamment pour le budget et le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration :

- un an, pour le court-terme (budget) ;
- dans les deux années qui suivent, pour le moyen terme, (PAMT) ;
- au-delà de trois années, pour le long-terme.

À noter que pour les prévisions d'émissions de gaz à effet de serre (GES) le Groupe met en œuvre un PAMT CO_2 allant au-delà du PAMT financier pour aller jusqu'en 2030, jalon clef des objectifs climatiques du Groupe, puis évalue une trajectoire jusqu'en 2045 avec des points de passage tous les cinq ans en 2035 et 2040.

Utilisation d'estimations et du jugement [BP-2 11]

La préparation de certaines informations nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses, notamment lors de la détermination de certains montants monétaires ou de métriques quantitatives. Les sources de ces estimations et leurs niveaux d'incertitude sont fournis dans les rubriques concernées aussi bien pour les hypothèses retenues, les données historiques et les données prévisionnelles. Les estimations significatives, inhérentes à certaines méthodologies de calcul, réalisées par le Groupe, portent principalement sur les émissions de gaz à effet de serre, en particulier sur le scope 3 lié aux achats, les émissions évitées chez les clients par les offres et produits du Groupe, les émissions de polluants atmosphériques (NOx, SOx et particules fines) et les heures de sous-traitants.

Par ailleurs, Engie choisit de ne pas reporter les émissions de CO_2 associées aux prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier dans le scope 1 du Groupe en cohérence avec l'ISO 14 404:2024 - Méthode de calcul de l'intensité de l'émission de dioxyde de carbone de la production de la fonte et de l'acier, en l'absence de dispositions spécifiques dans les ESRS et le GHG Protocol.

Enfin, pour le calcul du scope 3.11 "Utilisation des produits vendus aux consommateurs finaux", sont prises en considération les ventes aux clients qui consomment directement le combustible acheté. Cela exclut les ventes aux plateformes de négoce, aux revendeurs, aux entreprises locales de distribution et autres intermédiaires.

Utilisation des dispositions transitoires des ESRS par ENGIE [ESRS-1 10.4 - Appendice C]

Dans le cadre du règlement Omnibus, de la directive *Stop the clock* et de l'acte délégué *Quick fix*, le Groupe a choisi d'adopter les mesures suivantes prévues dans les dispositions transitoires de la norme ESRS 1 :

- **Chaîne de valeur [BP-1 5c] :** Le Groupe se conformera à l'échéance 2027 sur le plan quantitatif et qualitatif. À date, cet état de durabilité s'appuie, lorsque cela est nécessaire, sur des estimations pour la publication d'informations sur la chaîne de valeur amont ou avale du Groupe comme indiqué précédemment. Ces estimations sont détaillées dans les rubriques concernées avec leur définition, leur mode de calcul, leur niveau de précision et le cas échéant, les moyens envisagés pour leur amélioration ;
- **Informations comparatives [ESRS-1 10.3] :** le Groupe présente des informations comparatives en publiant les indicateurs sur les années 2024 et 2025. Il n'y a pas eu de changement méthodologique significatif en 2025 nécessitant une reformulation d'indicateurs 2024.

  La réorganisation des GBU du Groupe n'a pas eu d'impact sur les indicateurs quantitatifs autre que le recalcul des indicateurs 2024 à la maille des nouvelles GBU pour permettre la comparaison avec les résultats 2025.
- **Autres dispositions transitoires appliquées à des thèmes spécifiques :** le Groupe fait le choix d'appliquer au cas par cas les dispositions transitoires prévues par la norme ESRS 1 selon l'Appendice C, tel qu'étendu par l'Acte délégué dit *Quick fix* (pour plus de détails voir Section 3.1.5.2 Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par l'état de durabilité).

Changements dans la présentation des informations [BP-2 13]

L'état de durabilité fournit des indicateurs pour la période de *reporting*, la période de *reporting* précédente et les années de référence si besoin.

Incorporation d'informations par référence [BP-2 16]

La présente Section incorpore par référence certaines informations figurant dans une table de correspondance. Cette table relie les informations mentionnées dans les sections respectives de cette Section aux sections correspondantes d'une autre Section (voir Section 3.1.5 Annexes).

Complément sur les informations générales disponibles dans les sections thématiques [Appendice C]

Afin d'améliorer la clarté des informations en matière de durabilité, des compléments d'informations générales relatives à la gouvernance (GOV), stratégie (SBM) et gestion des impacts, risques et opportunités (IRO) sont fournis dans d'autres rubriques thématiques de cette Section. Ces informations sont indiquées dans chacune des rubriques concernées.

Comme exigé par la CSRD l'intégralité de l'état de durabilité à fait l'objet d'une assurance limitée par les Commissaires aux Comptes. En complément, une sélection d'informations environnementales et sociales font l'objet d'une vérification en assurance raisonnable par les Commissaires aux Comptes. Ils se repèrent au fil de l'état de durabilité par le pictogramme □□. La définition de ces indicateurs est disponible sur demande auprès du Groupe.

3.1.1.2 Stratégie – Modèle d'affaires – chaîne de valeur [SBM-1]

3.1.1.2.1 Le modèle d'affaires

[SBM-1 38, 39a, 40ai, aii, aiii, b, e, f, 42]

UN MODÈLE D'AFFAIRES AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Ressources

Capital financier

CHAP 6

- Capitaux propres
- Dette nette financière

Capital industriel

CHAP 6

- CAPEX de croissance
- CAPEX de maintenance
- Centrales de production d'électricité et de biogaz
- Infrastructures de distribution et de transport de gaz
- Infrastructures de transport d'électricité
- Réseaux DHC

Capital intellectuel

CHAP 1

- Laboratoires et programmes de recherche
- Fonds d'investissement dans les start-up

Capital humain et sociétal

CHAP 3 ESRS-S1 à S2

- Salariés et sous-traitants
- Compétences et talents

Capital naturel

CHAP 3 ESRS-E2 à E5

- Gaz
- Eau
- Biomasse

Ways of working

- *Focus on business*
- *Prioritise*
- *Commit to deliver*
- *Collaborate*
- *Engage*

* *Organisation en place depuis le 1er février 2025*

Objectif

Être la meilleure *utility* de la transition énergétique d'ici 2030

Un grand défi

Fournir aux clients qui le demandent de l'électricité décarbonée 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7

Des ambitions 2030

95 GW de capacités de production renouvelables et de stockage en 2030

20 TWh de production locale d'énergie verte en 2030

10 TWh de production de biométhane en 2035

4 GW de production d'hydrogène en 2035

50 TWh de capacité de biométhane connectée aux réseaux français en 2030

10 000 km de réseau de transport d'électricité en 2030

300 TWh de ventes d'électricité en 2030 (B2B et B2C)

Un modèle intégré*

RENEWABLE & FLEX POWER

Augmenter la capacité en énergies renouvelables et apporter plus de flexibilité au système énergétique

SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT

Optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et de fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable



LOCAL ENERGY INFRASTRUCTURES

Assurer la décarbonation des industries et des villes

NETWORKS

Accélérer le développement dans les réseaux électriques et continuer à adapter les infrastructures gazières aux molécules vertes

Basé sur 4 activités complémentaires

Production | **Flexibilité** | **Infrastructures centralisées et locales** | **Fournitures**

Une raison d'être

"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."

Création de valeur

Personnes

CHAP 3 ESRS-S1

	Objectifs 2030
• Femmes dans le management	40-60%
• Écart salarial H/F	<2%
• Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,5

Planète

CHAP 2 ESRS-E1

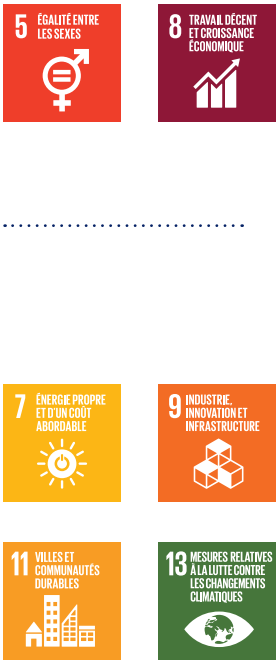
Décarbonation des activités	Objectifs 2030
• Émissions de GES pour la production d'énergie (Scopes 1 & 3)	26-36 Mt CO_2 éq.
• Part des énergies renouvelables dans la production d'électricité (à 100 %)	58%-66%
Décarbonation des clients	
• Émissions évitées chez les clients par les produits et services d'ENGIE	65-85 Mt CO_2 éq.
Décarbonation des fournisseurs	
• Part des fournisseurs (hors énergie) représentant au moins 50% de l'empreinte carbone, engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE	100%

Profit

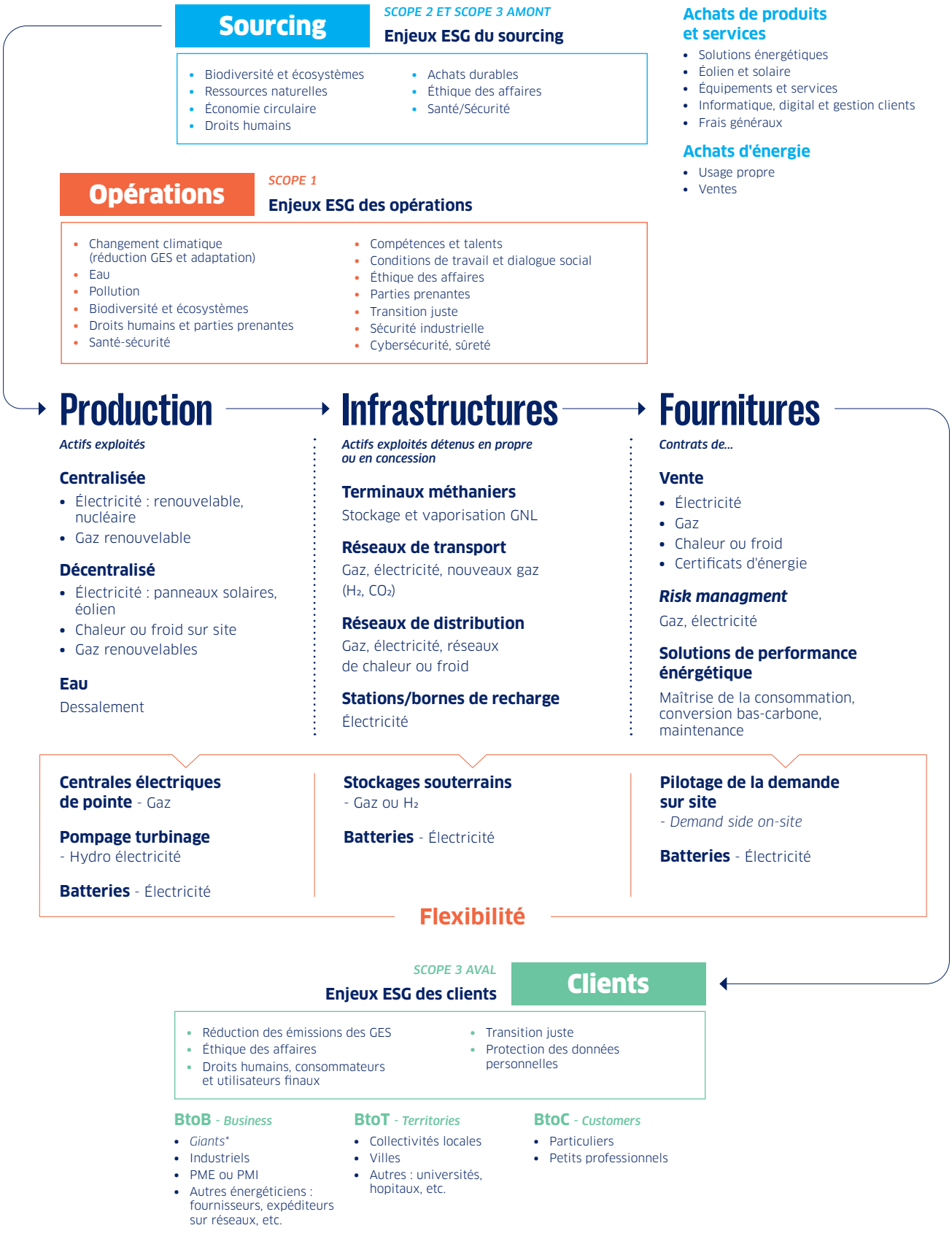
CHAP 6

	Objectifs 2026 - 2028
• EBIT (hors nucléaire)	8,7-11,3 Mds€
• Résultat Net Récurrent part du Groupe	4,6-5,8 Mds€

Contribution



3.1.1.2.2 La chaîne de valeur [SBM-1 38, 39, 40 ai, aii, aiii, b, e, f, 42]



* *Le segment des Giants comprend des consommateurs d'énergie complexes et importants qui nécessitent une attention particulière pour gérer les risques énergétiques.*

Les informations sur la stratégie du Groupe sont détaillées en Section 1.2. Les schémas ci-dessus décrivent respectivement la chaîne de valeur du Groupe et son modèle d'affaires.

La GBU *Renewable & Flex Power* développe, construit, finance, exploite et maintient des actifs de production d'électricité renouvelable, de stockage d'électricité et des actifs thermiques flexibles. Elle se concentre principalement sur six technologies : l'hydroélectricité, le solaire photovoltaïque, l'éolien terrestre, l'éolien en mer, le stockage par batteries associé à un actif renouvelable et les centrales à cycle combiné gaz ou CCGT. Elle opère dans quatre zones géographiques : l'Europe, l'Amérique du Nord, l'Amérique du Sud, la région AMEA (Asie, Moyen-Orient et Afrique).

La majorité des investissements futurs dans les énergies renouvelables sera concentrée sur cinq marchés prioritaires, à savoir, la France, le Brésil, le Chili, les États-Unis et l'éolien en mer, avec une ambition croissante dans la région AMEA, particulièrement en Inde et en Afrique du Sud.

La chaîne d'approvisionnement de la GBU *Renewable & Flex Power* est constituée de fournisseurs et d'installateurs d'équipements de production d'énergies renouvelables et de fournisseurs d'équipements thermiques pour la construction et la maintenance de ses installations.

Les principaux clients de la GBU sont les collectivités, les industries, les entreprises et les particuliers propriétaires de terrains où sont implantées des installations.

La GBU *Networks* est en charge 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 et d'hydrogène en France et dans des pays cibles.

Les quatre terminaux méthaniers sont situés en France et au Chili. Les sites de stockage sont répartis en France, en Allemagne, en Roumanie et au Royaume Uni. Le transport est assuré en France, au Brésil et au Mexique. La distribution jusqu'aux clients particuliers est assurée en Europe et au Mexique.

La stratégie de la GBU *Networks* consiste à assurer la performance opérationnelle des infrastructures, à les adapter aux gaz renouvelables à accélérer la production de biométhane et plus largement de gaz bas carbone, en France et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ; ainsi qu'à développer les infrastructures électriques à l'international.

La GBU *Networks* se fournit auprès de grands industriels fabriquant et installant des tuyaux, des stations de compression, de traitement et de comptage du gaz, des installations de production et d'injection de biogaz [(1)] et des pylônes et réseaux électriques.

Ses clients sont les expéditeurs qui font acheminer leur énergie gaz ou électricité et les consommateurs finaux qui se raccordent sur les réseaux de distribution ou de transport.

La GBU *Local Energy Infrastructures* accompagne ses clients dans leur trajectoire de décarbonation et la maîtrise de leur consommation. Les solutions proposées se répartissent 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 produisent et délivrent une énergie finale (chaleur, vapeur, froid, électricité) à de nombreux 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 production d'énergie sur site repose sur des infrastructures qui produisent à l'échelle d'un site (industriel ou tertiaire) et via des utilités bas carbone, l'énergie finale nécessaire à son fonctionnement (chaleur, froid, électricité, vapeur, air comprimé, etc.). La GBU développe, modernise et exploite ces infrastructures. Elle propose à ses clients des contrats avec des engagements de réduction de la consommation énergétique de leurs bâtiments et des émissions de CO_2 associées. La GBU offre également : un conseil en décarbonation, une gamme de services opérationnels avec l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments.

La GBU opère dans deux zones géographiques : l'Europe avec cinq pays prioritaires (France, Allemagne, Italie, Espagne, Pologne), l'Asie & Moyen-Orient.

La GBU s'approvisionne auprès de groupes industriels qui fabriquent ou installent des équipements de réseaux d'énergie ou fournissent des prestations digitales.

Ses principaux clients incluent les villes, les collectivités territoriales, les industriels, le tertiaire et les habitats collectifs.

La GBU *Supply & Energy Management* (S&EM) optimise l'exploitation des actifs énergétiques d'ENGIE et assure la fourniture fiable et durable d'énergie à ses clients. Ses activités principales couvrent trois domaines :

L'optimisation d'actifs : S&EM optimise les actifs énergétiques (électricité, gaz, GNL, biométhane, biomasse), en gérant la mise sur le marché, le dispatching, l'approvisionnement, le transport, le stockage et la valorisation de la flexibilité des actifs.

La fourniture d'énergie et de services : S&EM garantit la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, gaz vert et bas carbone (biométhane, hydrogène) et électricité, pour une clientèle variée.

La gestion des risques : S&EM gère les risques liés aux portefeuilles énergétiques physiques et financiers via des stratégies de couverture et une expertise de marché.

La GBU intervient dans le monde entier et plus particulièrement dans six pays : France, Belgique, Pays-Bas, Roumanie, Italie et Australie pour la fourniture BtoC et dans 12 pays pour la fourniture BtoB.

Ses principaux clients sont :

- les autres entités du Groupe ;
- les consommateurs d'énergie (industries et entreprises) ;
- les distributeurs et revendeurs du secteur de l'énergie ;
- les sociétés de trading et fonds d'investissements ;
- les particuliers et petites entreprises

La GBU se fournit en énergie sur les plateformes boursières d'énergie, auprès des actifs énergétiques du Groupe et auprès de quelques fournisseurs historiques de gaz notamment en Norvège, en Algérie, au Moyen-Orient et aux États-Unis.

L'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des deux réacteurs nucléaires en Belgique, ainsi que des droits détenus dans deux centrales d'EDF en France. Le cadre juridique initial prévoyait 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 des deux réacteurs Doel 4 et Tihange 3 jusqu'en 2035.

Cette activité s'approvisionne en uranium principalement auprès d'un acteur majeur du secteur et auprès de groupes industriels en équipements nucléaires.

Cette activité fournit de l'électricité auprès des clients d'Electrabel et sur le marché de gros de l'électricité.

L'activité Autres-Tractebel consiste à proposer de l'ingénierie et du conseil, dans 40 pays, auprès de clients privés ou publics sur des solutions intégrées dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

Chiffre d'affaires *(en millions d'euros)*		France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	Asie, Moyen Orient & Afrique	Autres	Total
Renewable & Flexible Power	2024	2 907	1 934	4 034	325	1 197	1	10 398
	2025	**2 180**	**2 270**	**4 061**	**604**	**744**	**(0)**	**9 860**
Networks	2024	5 719	744	769		4		7 236
	2025	**6 257**	**796**	**935**		**4**		**7 992**
Local Energy Infrastructures	2024	5 569	2 887			246	199	8 900
	2025	**5 474**	**2 960**			**224**	**173**	**8 831**
Supply & Energy Management	2024	18 008	20 201	503	3 330	2 524	150	44 717
	2025	**15 118**	**20 561**	**612**	**3 481**	**2 643**	**81**	**42 495**
Nucléaire	2024		68					68
	2025		**539**					**539**
Autres activités et Tractebel	2024	581	205	38	650	198	821	2 492
	2025	**600**	**203**	**33**	**470**	**153**	**766**	**2 226**

NB : Les valeurs figurant dans le tableau sont exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux.

[SBM-1 40d] Le chiffre d'affaires des activités liées au charbon et gaz naturel, (hors activités liées au négoce d'énergie, et aux activités financières) s'élève respectivement en 2025 à 0,5 milliard d'euros en 2025 (vs. 0,6 milliard d'euros en 2024) et 17,3 milliards d'euros (vs. 16,6 milliards en 2024). La part du chiffre d'affaires issue des produits ou services à partir de combustibles fossiles gazeux associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie s'élève à 175 millions d'euros en 2025 (vs. 100 millions d'euros en 2024).

Effectifs		France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	Asie, Moyen Orient & Afrique	Total
Renewable & Flexible Power	2024	3 195	1 840	2 035	446	1 517	9 033
	2025	**3 290**	**1 922**	**2 054**	**455**	**1 307**	**9 028**
Networks	2024	17 095	3 207	1 798	4	3	22 107
	2025	**16 819**	**3 267**	**1 912**	**5**	**3**	**22 006**
Local Energy Infrastructures	2024	14 520	11 008	502	1 892	7 552	35 474
	2025	**12 483**	**10 454**	**512**	**1 574**	**5 673**	**30 696**
Supply & Energy Management	2024	3 173	4 546	26	476	1 950	10 171
	2025	**3 155**	**4 306**	**130**	**486**	**320**	**8 397**
Nucléaire	2024		2 096				2 096
	2025		**2 054**				**2 054**
Autres activités et Tractebel	2024	8 527	6 289	2 011	474	1 786	19 087
	2025	**8 438**	**5 783**	**2 214**	**419**	**2 154**	**19 008**

3.1.1.2.3 Implication des parties prenantes [SBM-2]

[SBM-2 43] ENGIE a fait du dialogue avec les parties prenantes un élément clef de la conduite de ses activités. Ce dialogue nourrit la politique d'engagement avec les parties prenantes du Groupe et s'appuie sur une démarche structurée, éprouvée sur le terrain et bénéficiant du retour des expériences passées.

[SBM-2 45a] Le Groupe a identifié huit catégories de parties prenantes et adapte son dialogue à leurs spécificités.

Parties prenantes	Modalités de coopération et d'organisation du dialogue	Finalités des échanges
[SBM-2 45 a i]	**[SBM-2 45 a ii, iii]**	**[SBM-2 45 a iv, v]**
1) CLIENTS		
Clients particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales	• Études marketing, panel de consommateurs • Réponses à des consultations de clients • Études de satisfaction • Espace de médiation (médiateurs ENGIE et de l'énergie)	• Connaître les besoins des clients • Coconstruire des offres • Satisfaire les clients (Indice de satisfaction (*NPS*)) • Résoudre le maximum de plaintes
2) FOURNISSEURS		
Fournisseurs clés, stratégiques, préférentiels, majeurs et autres	• Consultations via appels d'offres • Échange sur la performance ESG via la notation ECOVADIS et l'audit de certains fournisseurs • *Business review* par fournisseur • Forum achat (*Supplier Days*)	• Choisir les meilleurs fournisseurs selon des approches multicritères • Sélectionner et encourager les fournisseurs les plus durables • Prévenir les risques (pénurie, monopole, fragilité économique, travail forcé…) • Établir un plan de vigilance
3) SALARIÉS		
Salariés du Groupe et leurs représentants : Instances représentatives du personnel de niveau local, national ou européen	• Comité d'Entreprise Européen (CEE), Comité de Groupe France, Instances représentatives locales • Forum mondial • Enquête d'engagement *ENGIE & ME* • Concours interne d'innovation (*One ENGIE Awards)* • Rencontres thématiques avec le management (visite managériale de sécurité, conférences métiers…)	• Conduire un dialogue social de qualité • Signer des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux • Suivre la bonne mise en œuvre des accords • Renforcer l'engagement des salariés • Renforcer l'actionnariat salarié avec un Plan d'actionnariat salarié *Link*
4) TERRITOIRES		
Territoires : Autorités, régulateurs et instances locales, nationales, européennes et internationales	• Réponses à des consultations • Participation à des groupes de travail et *think tanks*	• Partager les convictions du Groupe • Pratiquer un *lobbying* responsable et transparent • Lancer des partenariats avec des autorités territoriales
5) PARTENAIRES INDUSTRIELS		
Partenaires industriels : Grands groupes, PME, *start-up*	• Appels à projets • Accompagnement d'acteurs innovants via le fonds d'investissement *ENGIE New Ventures*	• Construire des projets avec des partenaires innovants et responsables • Mettre en œuvre les projets dans le respect des délais et des coûts et mener des retours d'expérience

Parties prenantes	Modalités de coopération et d'organisation du dialogue	Finalités des échanges
[SBM-2 45 a i]	[SBM-2 45 a ii, iii]	[SBM-2 45 a iv, v]
6) PARTENAIRES FINANCIERS		
Banques, assurances, investisseurs, analystes financiers et agences de notation	• Organisation de *roadshows* ou de rencontres investisseurs (*Capital Market Day, Investor Days*) • Réponses aux questionnaires d'évaluation des agences de notation	• Financer et investir dans des projets avec des partenaires solides et responsables • Satisfaire les exigences de performance financière et extra-financière attendues par le marché
7) ACTIONNAIRES		
Actionnaires institutionnels et individuels	• Rencontres actionnaires institutionnels (*roadshows* gouvernance) • Rencontres actionnaires individuels (réunions d'actionnaires, salons d'investissements, etc.) • Assemblée Générale annuelle des actionnaires • Club des actionnaires individuels (visites de sites, rencontres métier)	• Fidéliser les actionnaires et satisfaire leurs exigences de rentabilité et de performance • Partager la raison d'être du Groupe, sa stratégie, son exécution et ses résultats • Présenter et échanger sur les résolutions de l'Assemblée Générale
8) SOCIÉTÉ CIVILE		
ONG, associations, riverains, communautés, populations autochtones, organisations professionnelles, monde académique	• Réunions d'information grand public • Consultations et rencontres notamment vis-à-vis des populations autochtones • Comité des Parties Prenantes • Forum Dialogue et transition • Conseil scientifique	• Ancrer durablement les projets et les activités d'ENGIE (*licence to operate*) • Répondre aux alertes et aux craintes de la société civile (controverses) • Respecter les droits et usages des communautés affectées et des populations autochtones potentiellement impactées par les activités du Groupe • Monter des partenariats avec le monde académique (chaires, thèses…) • Engager le Groupe dans des initiatives internationales en lien avec sa raison d'être

Le dialogue au niveau opérationnel avec les parties prenantes d'ENGIE s'appuie sur plusieurs dispositifs :

- un objectif Groupe, à savoir que 100% de ses activités y compris les projets et les sites en fermeture, seront couverts d'ici 2030 par un plan d'engagement avec les parties prenantes concernées ;
- une auto-évaluation annuelle par les entités opérationnelles, de leur niveau de dialogue avec les parties prenantes en s'appuyant sur un référentiel du Groupe basé sur la norme AA1000 *Stakeholder Engagement Standard* – relative à la gestion des parties prenantes permettant une approche standardisée au sein du Groupe ;
- une boîte à outils mise à disposition des entités qui structure en six étapes le processus de dialogue avec les parties prenantes : analyse du contexte, cartographie des parties prenantes, identification de leurs enjeux, élaboration d'un plan d'actions, suivi et évaluation de son impact ;
- un programme de formation interne réalisé par ENGIE *University* avec pour cible prioritaire les chefs de projet ou *business developers*.

[SBM-2 45b] En fin d'année 2023, la démarche de double matérialité a contribué à recueillir les intérêts et points de vue des principales parties prenantes sur les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance, liés aux activités du Groupe. Ces consultations ont abouti à une convergence globale de points de vue sur la priorisation des enjeux environnementaux et sociaux avec la priorisation issue du travail de chiffrage des impacts socio-environnementaux.

[SBM-2 45d] Les rencontres des différents niveaux de l'organisation du Groupe (local, régional, national, Groupe) avec ses parties prenantes permettent une information en continu du management et des organes de gouvernance. Les principales controverses font notamment l'objet d'un *reporting* régulier au Comité Exécutif (Comex) et à chaque séance du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD), en amont de la séance du Conseil d'Administration. Le Comité des Parties Prenantes qui réunit chaque année plusieurs membres de la Société civile autour de choix et de projets stratégiques du Groupe a organisé une réunion le 27 janvier 2025 en présence du Président du Conseil d'Administration et de la Directrice Générale. Il a permis de partager les résultats de l'analyse de double matérialité et de recueillir les observations des participants afin d'en tenir compte, dans la mesure du possible, lors du prochain exercice d'analyse de double matérialité.

ENGIE tient compte au maximum du point de vue des parties prenantes impactées dans la conduite de ses projets, en veillant à ne pas remettre en cause leur équilibre économique. Par exemple, lors de la prolongation de parcs éoliens arrivés en fin de vie, le renouvellement ou *repowering* des éoliennes évite toute augmentation de l'emprise au sol qui est un paramètre sensible sur les territoires.

3.1.1.2.4 Les objectifs de durabilité et leur évaluation au regard du modèle d'affaires et des parties prenantes [SBM-1 40 e,f]

Le tableau ci-après décrit les objectifs ESG 2030 du Groupe et détaille les activités, les zones géographiques et les parties prenantes qu'ils concernent. Les résultats 2025 sont présentés en Section 1.6.2.

		Gouvernance & norme	
Objectifs	**Cibles 2030**	**revu par**	**ESRS**
Émissions totales de GES, scopes 1, 2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO2 éq.)* [(1)]	120/140	CEEDD	E1
Accompagnement des clients : émissions de GES évitées par des offres et services d'ENGIE *(en Mt CO_2 éq.)*	65/85	CEEDD	E1
Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	26/36	CEEDD	E1
Émissions de GES liées aux ventes de commodités, scopes 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	63/83	CEEDD	E1
dont émissions de GES liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	36/46	CEEDD	E1
Taux de réduction des émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 vs 2017 *(en Mt CO_2 éq.)*	-50%	CEEDD	E1
Part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) □□	58%/66%	CEEDD	E1
Part des fournisseurs (hors énergie) représentant au moins 50% de l'empreinte carbone, engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE	100%	CEEDD	E1
Émissions de GES liées à nos pratiques de travail *(en Mt CO_2 éq.)*	0	COMEX	E1
Taux de réduction des émissions de NOx vs 2017 (92 209 t)	-75%	COMEX	E2
Taux de réduction des émissions de SOx vs 2017 (159 623 t)	-98%	COMEX	E2
Taux de réduction des émissions de particules totales vs 2017 (7 353t)	-60%	COMEX	E2
Réduction de la consommation d'eau douce par énergie produite *(m^3/MWh)*	0,1	CEEDD	E3
Taux de mise en place d'une gestion écologique des sites - notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques - pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe	100%	CEEDD	E4
Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants par million d'heures travaillées	1,5	CEEDD	S1
Taux de mortalité par million d'heures travaillées chaque année	0	CEEDD	S1
Taux de femmes cadres □□	40%/60%	CEEDD	S1
Équité salariale femmes/hommes	<2%	CEEDD	S1
Taux d'apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et NaTran en France	>10%	CEEDD	S1
Taux d'effectif formé chaque année	100%	CEEDD	S1
Indice d'achats responsables (hors achats d'énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	100	CEEDD	G1
Taux d'activité avec un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes	100%	COMEX	S3
Taux de formation du personnel le plus exposé au risque de corruption	>95%	CEEDD	G1
Taux d'activité avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	100%	CEEDD	-

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

(1) *Émissions de GES de scope 1, scope 2 (location-based) et scope 3.15 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

(2) *Le Groupe a fait évoluer en 2025 son objectif de décarbonation des achats hors énergie pour étendre les actions mises en place avec ses fournisseurs sur une part plus importante de l'empreinte carbone des achats du Groupe.*

Activités concernées							Zones géographiques				Parties prenantes concernées							
											Clients			Autres parties prenantes				
Renouvelables	*Infrastructures centralisées*	*Infrastructures locales et fourniture*	*Flexibilité*	*Retail*	S&EM	Nucléaire	Amérique du Nord	Amérique du Sud	Europe	Asie, Moyen-Orient, Afrique	BtoB & partenaires industriels	BtoT	BtoC	Fournisseurs & sous-traitants	Salariés	Territoires	Partenaires financiers & actionnaires	Société civile
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•
•	•	•		•	•		•	•	•	•	•	•		•	•	•		•
		•	•				•	•	•	•	•	•		•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•		•	•	•		•	•	•		•	•	•	•
	•	•		•	•			•	•		•	•	•		•	•	•	•
	•							•	•						•	•		•
•		•	•			•	•	•	•	•	•	•		•	•	•	•	•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•		•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•	•		•
•	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•	•	•				•	•	•	•				•	•	•		•
	•		•			•		•	•	•					•	•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•	•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•	•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•	•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•	•	•				•						•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•				•				
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•		•		•
•	•	•	•	•	•	•	•	•	•	•					•			
•	•	•	•		•	•	•	•	•	•				•	•	•	•	•

3.1.1.3 Gouvernance de la responsabilité ESG

3.1.1.3.1 Rôle et responsabilités des instances de gouvernance [GOV-1]

Rôle et responsabilité du Conseil d'Administration sur les questions de durabilité

[GOV-1 20 ; GOV-1 21 (a, b, c, d, e)] L'organisation et le fonctionnement de la gouvernance du Groupe sont détaillés en Section 4.1 De manière plus précise :

- les Sections 4.1.1 et 4.1.1.7 renvoient à la composition et la diversité du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.2 renvoie aux rôles et responsabilité du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.1.7 renvoie aux expertises et aux compétences du Conseil d'Administration ;
- la Section 4.1.3 renvoie à la Direction Générale.

[GOV-1 20b] [GOV-1 22a] Les travaux du Conseil d'Administration ont été préparés par les comités en fonction des expertises qui leurs sont propres :

- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) revoit, d'une part, les Impacts, Risques et Opportunités (IRO), leur influence sur le modèle d'affaires et sur la stratégie et, d'autre part, les politiques, les plans d'actions et les objectifs associés ;
- le Comité d'Audit assure le suivi de tous les indicateurs clés de performance financière et de durabilité (KPIs) et plus généralement du processus d'élaboration des informations de durabilité ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) revoit la définition et le suivi des mesures de rémunération incitatives du management liées à la performance ESG du Groupe.

[GOV-1 20c, GOV-1 23a] L'expertise et les compétences des organes de gouvernance en ce qui concerne les enjeux de durabilité sont présentées en Section 4.1.1.7 dans le tableau intitulé “Compétences individuelles clefs des Administrateurs”. La formation des Administrateurs est traitée dans les Sections 4.1.1.9 et 4.1.2.3.

Rôle et responsabilités de la Direction Générale

[GOV-1 20] La Direction Générale est présentée en Section 4.1.3.

[GOV-1 22a, b, ci, cii, ciii, d] La plupart des membres du Comité Exécutif (Comex) sont référents d'un ou de plusieurs enjeux liés aux IRO matériels comme illustré dans la démarche de double matérialité en **[IRO-1 53d].** Ces référents valident les objectifs et suivent l'avancement des plans d'actions associés à ces IRO matériels avant toute présentation au CEEDD, puis au Conseil d'Administration.

En 2025, la supervision du processus de production et de contrôle de la qualité de l'information de durabilité a été assurée par le Comité de pilotage de la CSRD (*Steerco* Audit CSRD) sous la responsabilité conjointe de la Direction Financière et de la Direction ESG. Un Comité opérationnel rassemblant les parties prenantes clefs du Groupe a suivi l'ensemble des travaux et l'état d'avancement des plans d'actions pour améliorer les publications. La feuille de route d'adaptation du dispositif de contrôle interne lié à l'information de durabilité est en cours de développement (voir Section 3.1.1.5.2 Contrôle interne de l'état de durabilité).

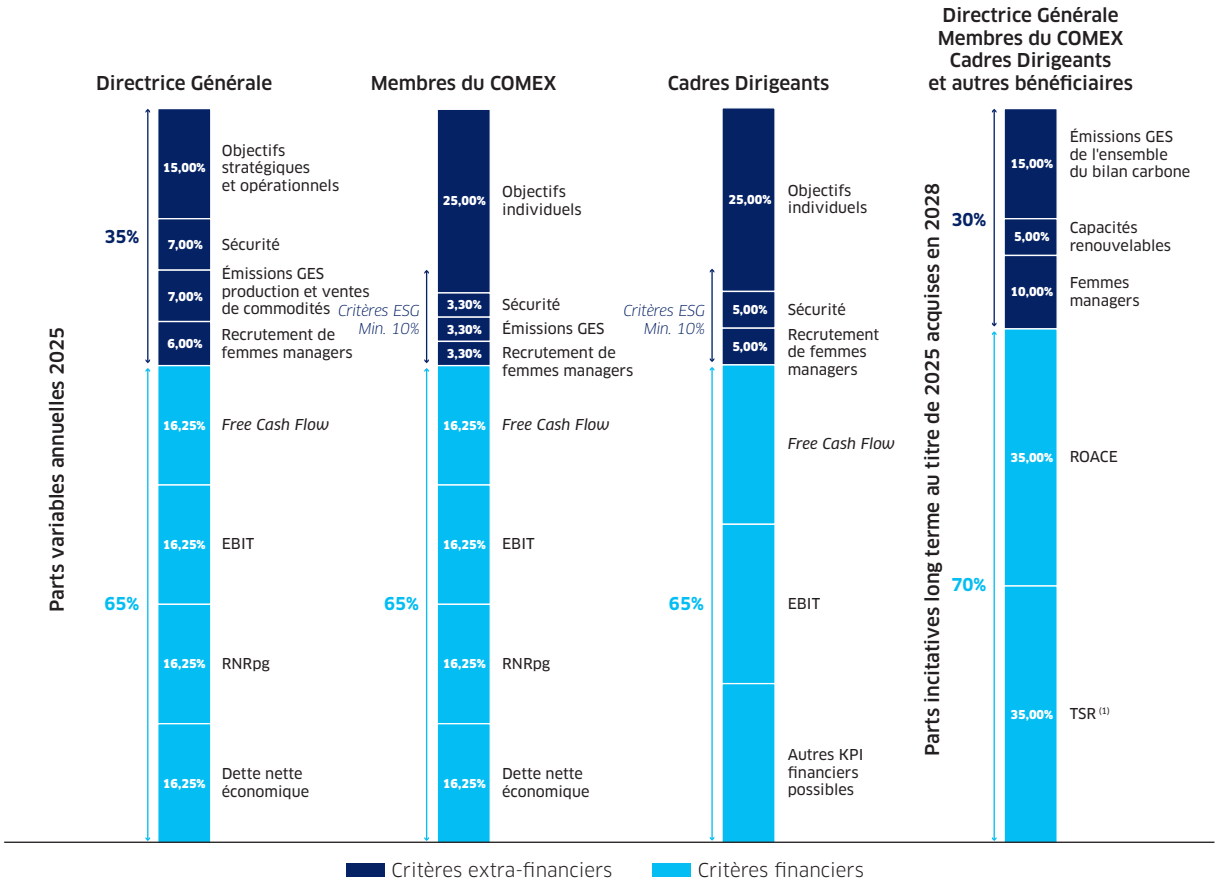
[GOV-1 23] En 2024, des sessions dédiées sur les enjeux de durabilité ont été organisées à destination des membres du Comex. Il n'y a pas eu de nouvelle session organisée en 2025.

3.1.1.3.2 Incitation des organes de direction [GOV-3]

[GOV-3 29 a, e] La présentation des mécanismes d'incitation, leur modalité d'approbation et d'actualisation sont détaillées en Section 4.2.

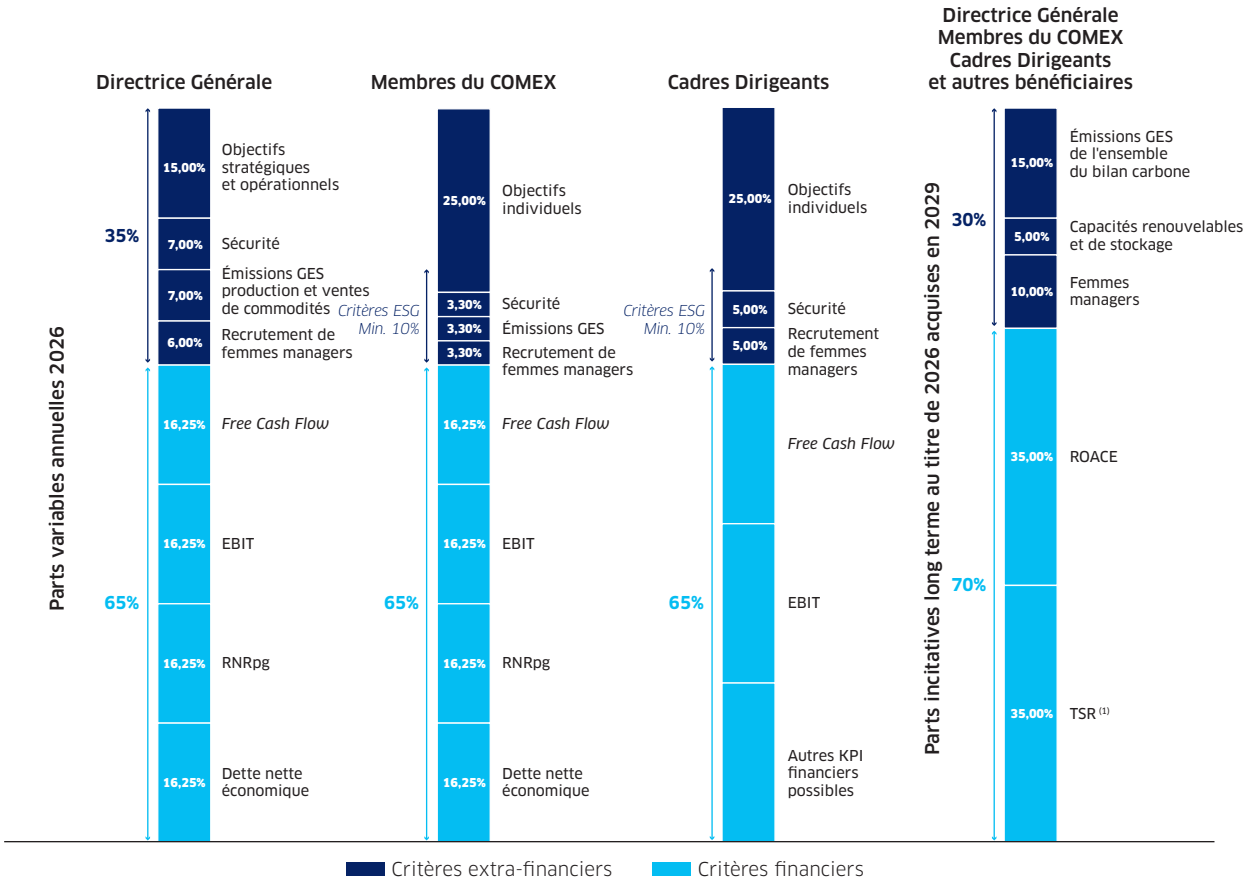
[GOV-3 29 b, c] Le graphique suivant synthétise la part des critères retenus en cible pour l'année 2025 et ceux proposés pour l'année 2026. Les critères extra-financiers incluent des critères ESG. Les objectifs individuels ne sont pas nécessairement de nature extra-financière (ex. objectifs *Business*). Ils sont définis selon les prérogatives de chaque membre du Comex ou autre cadre dirigeant. Les évolutions portent sur les points suivants :

RÉMUNÉRATIONS VARIABLES ANNUELLES ET INCITATIVES LONG TERME AU TITRE DE 2025



(1) Comparé à l'indice Eurostoxx, Utilities.

PROPOSITIONS DE RÉMUNÉRATIONS VARIABLES ANNUELLES ET INCITATIVES LONG TERME AU TITRE DE 2026



(1) Comparé à l'indice Eurostoxx, Utilities.

[GOV-3 29d] La proportion-cible de la rémunération variable dépendant d'objectifs en matière extra-financière est de 35% pour la Directrice Générale, pour les autres membres du Comex et les autres cadres dirigeants.

La proportion-cible de la rémunération incitative long-terme dépendant d'objectifs en matière extra-financière est de 30% pour la Directrice Générale, les autres membres du Comex et les autres cadres dirigeants.

3.1.1.3.3 Implication des instances de gouvernance [GOV-2]

[GOV-2 24, 25, 26a, b, c] La manière dont les organes de gouvernance sont informés des enjeux de durabilité et la manière dont ils ont été traités au cours de l'année 2025 est présentée en Section 4.1.2.4 dans les tableaux récapitulant "les principales missions et activités en 2025" de chaque Comité.

3.1.1.3.4 Déclaration sur la vigilance raisonnable [GOV-4]

Conformément à la loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, ENGIE publie un plan de vigilance (voir Section 3.2). Ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE pour identifier et prévenir les risques d'impacts négatifs sur les personnes et l'environnement liés à ses activités et à celles de ses sociétés contrôlées, ainsi qu'aux activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie. Les informations portant sur le processus de vigilance raisonnable présentes dans l'état de durabilité sont détaillées dans la table de correspondance en Annexe 3.1.5.4.

3.1.1.4 Processus de double matérialité

3.1.1.4.1 Description de la méthodologie [IRO-1]

[IRO-1 51, 52] Le Groupe a mené entre fin 2023 et mi-2024 une analyse de double matérialité de ses enjeux ESG et des Impacts, Risques et Opportunités (IRO) associés. Cette analyse s'est fondée sur des IRO bruts, c'est-à-dire avant la prise en compte de toute politique ou action de remédiation mise en œuvre par ENGIE pour réduire l'impact ou le risque. Elle a été réalisée pour la première fois selon les normes ESRS et a permis de compléter et d'approfondir l'analyse de matérialité utilisée par le Groupe dans le passé. Ce premier exercice de double matérialité selon le référentiel des ESRS sera mis à jour en cas d'événement majeur ou d'analyses additionnelles susceptibles d'impacter les résultats de l'analyse de double matérialité.

La norme ESRS-1 demande de conduire deux analyses en parallèle : d'un côté, celle des impacts positifs ou négatifs, réels ou potentiels, à court, moyen ou long-terme, de l'activité de l'entreprise sur l'environnement ou la société : soit la **matérialité d'impact** ; et de l'autre, celle de leurs effets, risques ou opportunités, réels ou potentiels, à court, moyen ou long-terme, sur la performance financière de l'entreprise : soit la **matérialité financière**. Ces deux matérialités d'impact et financière étant généralement interdépendantes, les liens entre ces deux dimensions sont pris en compte.

PRÉSENTATION DE LA DOUBLE MATÉRIALITÉ



Les travaux réalisés pour l'analyse de double matérialité se sont appuyés sur :

- l'expertise du Groupe en matière d'évaluation des enjeux ESG et de leurs impacts ;
- l'expertise d'un cabinet de conseil externe pour assurer la robustesse de la méthodologie déployée ;
- la mobilisation de ses parties prenantes internes et externes qui ont été consultées comme détaillé ci-après.

Détermination des IRO et de leur matérialité [IRO-1 53a, b]

La détermination des IRO matériels d'ENGIE s'est faite en trois étapes :

1) l'identification des principaux thèmes ou enjeux ESG pour ENGIE ;
2) l'identification des IRO potentiellement matériels liés à ces enjeux ;
3) l'évaluation de la matérialité des IRO et la sélection des IRO matériels.

Ces étapes sont détaillées ci-après.

Étape 1 – Identification des principaux enjeux de durabilité pour ENGIE

Le travail d'identification des principaux enjeux pour ENGIE, dont les conclusions ont été validées par le Comex, s'est appuyé sur la précédente analyse de matérialité du Groupe, sur l'analyse des normes thématiques ESRS – notamment la liste des thèmes et enjeux couverts par ESRS thématique, incluse dans l'annexe AR16 de la norme ESRS 1 "Enjeux de durabilité à inclure dans l'évaluation de la matérialité" (1) - , sur les sujets ESG abordés par les normes internationales de *reporting* (GRI, SASB), et sur une revue des pratiques des pairs du secteur de l'énergie.

Cette analyse a conduit à 16 enjeux ESG pertinents pour ENGIE couverts par les ESRS thématiques à l'exception d'un enjeu intitulé "Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle" qui a été ajouté et intégré aux enjeux de conduite des affaires. Il s'agit d'un enjeu non couvert par les ESRS (AR-16) mais qui revêt une importance forte.

(1) *Conformément au FAQ de l'EFRAG "ID 177 - AR 16 to DP mapping", cette annexe AR 16 doit être effectivement prise en compte lors de l'évaluation de la matérialité, sans nécessairement évaluer la matérialité de chaque sous-thème ou chaque sous-sous-thème.*

RÉPARTITION DES ENJEUX ENGIE AVEC LES NORMES THÉMATIQUES ESRS

Normes ESRS		Traduction en enjeux pour ENGIE	Supervision par un membre du Comex
ESRS E1	**Changement climatique**	Adaptation au changement climatique	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
		Atténuation du changement climatique et transition énergétique	
ESRS E2	**Pollution**	Pollution de l'air, de l'eau et des sols	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E3	**Eau et ressources marines**	Préservation des ressources en eau douce	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E4	**Biodiversité et écosystèmes**	Dégradation des écosystèmes et perte de biodiversité	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS E5	**Utilisation des ressources et économie circulaire**	Gestion des ressources : réduction des déchets et développement de la circularité	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
ESRS S1	**Personnel de l'entreprise**	Conditions de travail et dialogue social	Directeur Général adjoint en charge des Ressources Humaines et du Corporate
		Diversité, équité et inclusion	
		Talents et compétences	
		Santé et sécurité (des salariés et intérimaires)	Directeur Général adjoint en charge de la Transformation et des Géographies et de la production nucléaire
ESRS S2	**Travailleurs de la chaîne de valeur**	Conditions de travail dans la chaîne de valeur	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
		Santé-sécurité (dans la chaîne de valeur)	Directeur Général adjoint en charge de la Transformation et des Géographies et de la production nucléaire
ESRS S3	**Communautés affectées**	Dialogue avec les communautés affectées	Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général du Groupe, gouvernance, juridique et éthique, affaires publiques et communication
ESRS S4	**Consommateurs et utilisateurs finaux**	Inclusion des consommateurs et utilisateurs finaux	Directeur Général adjoint en charge de la GBU Supply & Energy Management
ESRS G1	**Conduite des affaires**	Ethique et conduite des affaires	Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général du Groupe, gouvernance, juridique et éthique, affaires publiques et communication
		Achats durables	Directeur Général adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats
		Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle (1)	Directeur Général adjoint en charge de la Data, du Digital & de l'IT, de la Stratégie et de la Recherche & Innovation,
			Directrice Générale adjointe en charge du Secrétariat Général du Groupe, gouvernance, juridique et éthique, affaires publiques et communication,
			Directeur Général adjoint en charge de la transformation et des géographies, du nucléaire et de Tractebel

(1) Enjeux spécifiques à ENGIE non couverts par les ESRS (AR-16).

Étape 2 – Identification des IRO liés aux 16 enjeux ESG

[IRO-1 53] Pour identifier les IRO liés aux 16 enjeux ESG, ENGIE, accompagné par un cabinet conseil externe, a mobilisé plusieurs parties prenantes internes et externes sous forme d'ateliers :

- Atelier "Informations générales sur la méthodologie retenue" ;
- Atelier "Climat et économie circulaire" ;
- Atelier "Biodiversité, pollution et eau" ;
- Atelier "Main-d'œuvre sociale et personnelle" ;
- Atelier "Chaîne de valeur" ;
- Atelier "Gouvernance".

Ces ateliers, qui ont associé tous les métiers et géographies du Groupe en fonction de leur secteur d'activité et de leur expertise dans les enjeux identifiés, ont permis d'identifier et de consolider une première liste d'IRO potentiellement matériels. Toutes les GBU ont été représentées dans ces ateliers afin de tenir compte d'éventuelles spécificités qui peuvent exister dans un métier ou activité particulier.

Ces IRO peuvent concerner les activités propres d'ENGIE et/ou celles des parties prenantes amont ou aval de sa chaîne de valeur.

Étape 3 – Évaluation de la matérialité des IRO

Après avoir dressé la liste des IRO potentiellement matériels, ENGIE a déterminé leur matérialité en suivant deux étapes : leur notation puis la détermination d'un seuil de matérialité.

Pour évaluer la matérialité d'impact et la matérialité financière, les principaux paramètres ci-dessous ont été évalués selon une échelle de notation entre 0 et 3 sur la base d'éléments essentiellement qualitatifs :

- **pour la matérialité d'impact** : l'amplitude et l'étendue pour les impacts réels, le caractère irrémédiable de l'impact pour les impacts négatifs réels, et la probabilité d'occurrence pour les impacts potentiels. Dans le cas d'un impact négatif potentiel, la gravité de l'impact l'emporte sur sa probabilité. Cette approche a été étendue à l'ensemble des impacts négatifs potentiels, au-delà de ceux affectant les droits de l'Homme. Ainsi, ENGIE a choisi de relever les niveaux de la probabilité de ces impacts entre très rare et certain pour éviter qu'une probabilité trop faible amoindrisse la sévérité d'un impact ;
- **pour la matérialité financière** : les effets actuels et futurs sur la performance financière de l'entreprise en considérant conjointement la probabilité d'occurrence et l'ampleur potentielle.

La notation des IRO a mobilisé :

- pour les Impacts socio-environnementaux, les participants aux ateliers d'identification (experts de l'entreprise et des GBU) ;
- pour les Risques et Opportunités financières, les experts de la Direction Financière et de la Direction des Risques et Assurances - en charge de la démarche *Enterprise Risk Management* (ERM) du Groupe - avec une supervision de la Direction de la Stratégie notamment sur les Opportunités.

En ce qui concerne les Risques et Opportunités, des ateliers spécifiques ont été organisés pour évaluer l'effet financier, IRO par IRO, afin d'assurer la cohérence avec la méthodologie globale de gestion des risques du Groupe (*ERM*) et les états financiers. Les Risques et Opportunités ont été évalués en considérant une occurrence déterminée par une moyenne entre un impact actuel et un impact futur (à moyen ou long terme). Ces impacts ont pris en compte des indicateurs financiers du Groupe (exemple : EBIT, dette nette ou CAPEX) sur une période de trois ans, en cohérence avec le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) du Groupe pour rendre compte des risques résiduels affectant les activités du Groupe, tels que présentés dans le Chapitre 2 Facteurs de risque et contrôle interne.

[IRO-1 53e] La notation des IRO a été transposée aux enjeux ESG auxquels ils sont rattachés, facilitant leur appropriation notamment par les parties prenantes externes.

Dans cet exercice de double matérialité, les dépendances à l'égard de la nature sont considérées comme implicites dans les IRO liés à la consommation d'eau ou à la pression sur les ressources.

Enfin, pour intégrer l'intérêt et le point de vue des parties prenantes (fournisseurs, clients, communautés affectées, société civile, salariés, actionnaires) ENGIE les a impliquées via des entretiens individuels, en prenant soin de recueillir ce qui était le plus important pour elles en termes d'impacts socio-environnementaux au niveau des enjeux de durabilité. Seuls les représentants internes des communautés affectées ont été directement interrogés sur l'importance des impacts. Les parties prenantes externes ont été sélectionnées par les fonctions commerciales, financières ou stratégiques du Groupe sur la base de leurs principaux contacts.

Toutes ces consultations externes ont été menées par un conseil externe, sans la présence d'ENGIE, et ont été précédées d'un *briefing* sur le contexte et la méthode. L'ensemble de ces entretiens a permis de classer les enjeux en trois catégories, hiérarchisés de 1 (haute priorité) à 3 (faible priorité).

L'illustration ci-dessous fait le bilan comparé des évaluations des enjeux ESG pour "la société civile" d'une part et pour les clients, fournisseurs qualifiés de "partenaires économiques" d'autre part. Au vu des résultats obtenus, les conclusions des deux types de parties prenantes sont de fait très majoritairement alignées.

BILAN COMPARÉ DES ÉVALUATIONS DES ENJEUX ESG PAR LA SOCIÉTÉ CIVILE ET PAR LES PARTENAIRES ÉCONOMIQUES

Normes ESRS		Enjeux	Société civile	Partenaires économiques
ESRS E1	**Changement climatique**	Adaptation aux conséquences du changement climatique	★★☆	★★☆
		Atténuation du changement climatique et transition énergétique	★★★	★★★
ESRS E2	**Pollution**	Pollution de l'air, de l'eau et des sols	★★★	★★★
ESRS E3	**Eau et ressources marines**	Préservation des ressources en eau douce	★★☆	★★☆
ESRS E4	**Biodiversité et écosystèmes**	Dégradation des écosystèmes et perte de biodiversité	★★☆	★★☆
ESRS E5	**Utilisation des ressources et économie circulaire**	Gestion des ressources : réduction des déchets et développement de la circularité	★★★	★★☆
ESRS S1	**Personnel de l'entreprise**	Conditions de travail et dialogue social	★★☆	★★☆
		Diversité, équité et inclusion	★★☆	★★☆
		Talents et compétences	★★☆	★★★
		Santé et sécurité (des salariés et intérimaires)	★★☆	★★★
ESRS S2	**Travailleurs de la chaîne de valeur**	Conditions de travail dans la chaîne de valeur	★★☆	★★★
		Santé-sécurité (dans la chaîne de valeur)	★★☆	★★★
ESRS S3	**Communautés affectées**	Dialogue avec les communautés affectées	★★☆	★★★
ESRS S4	**Consommateurs et utilisateurs finaux**	Inclusion des consommateurs et utilisateurs finaux	★★★	★★★
ESRS G1	**Conduite des affaires**	Éthique et conduite des affaires	★☆☆	★★★
		Achats durables	★★☆	★★☆
		Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle	★★☆	★★☆

★★★ *Priorité 1 : toutes les parties prenantes ont identifié le sujet comme prioritaire*
★★☆ *Priorité 2 : certaines parties prenantes ont identifié le sujet comme prioritaire mais pas toutes*
★☆☆ *Priorité 3 : non priorisé par les parties prenantes durant la consultation*

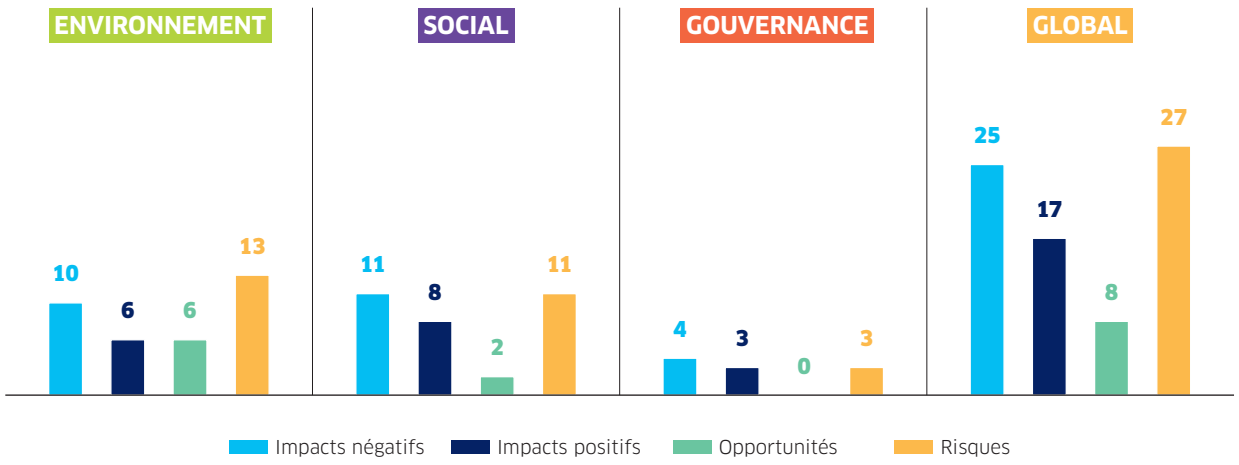
[IRO-1 53d] Appropriation des IRO matériels par les organes de gouvernance du Groupe

Sous la supervision du Comex, les Directeurs Généraux Adjoints d'ENGIE ont revu et validé les IRO matériels répartis sur leur périmètre de responsabilités comme illustré dans le tableau en étape 1 *Répartition des enjeux ENGIE avec les normes thématiques ESRS*.

Résultat de la démarche de double matérialité

L'application du seuil de matérialité et l'appropriation des IRO matériels par les instances de gouvernance du Groupe a permis de conclure le premier exercice de double matérialité d'ENGIE avec une liste de 77 IRO matériels. Ces IRO matériels ont été formellement approuvés par le Comex du 12 avril 2024, puis par le Conseil d'Administration du 24 septembre 2024.

RÉPARTITION DES 77 IRO EN IMPACTS POSITIFS, NÉGATIFS, RISQUES ET OPPORTUNITÉS



[ESRS-1 104] Lors de l'exercice d'analyse de la double matérialité, certaines filiales du Groupe ont identifié des IROs matériels qui leur sont propres en raison d'activités spécifiques, mais qui n'ont pas été identifiés comme matériels au niveau du Groupe :

- **Electrabel :** Electrabel SA, filiale belge du Groupe, exploite et opère les réacteurs nucléaires de Doel et de Tihange en Belgique et ne porte plus qu'une responsabilité, encadrée par la loi, sur la gestion et l'entreposage des déchets radioactifs issus des deux sites. La production d'électricité d'origine nucléaire génère des déchets d'exploitation, des déchets de démantèlement, et du combustible épuisé radioactifs, qui doivent être traités de manière adaptée aux dangers qu'ils représentent, pour être ensuite entreposés et stockés de manière définitive par l'organisme national de gestion des déchets radioactifs (ONDRAF). Il est à noter que le démantèlement n'a pas commencé (voir Section 3.1.2.2.5). L'accord signé avec le Gouvernement belge le 13 décembre 2023, et la loi du 26 avril 2024, encadrent la responsabilité d'Electrabel quant à la gestion des déchets, incluant la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, transférant ainsi cette obligation au Gouvernement belge. Electrabel devra assurer leur conditionnement en conformité avec les critères contractuels de transfert, avant leur remise à l'ONDRAF.
- **Infrastructures énergétiques :** les émissions de méthane ont un impact environnemental matériel compte tenu des activités des infrastructures énergétiques contrôlées ou opérées par le Groupe via des filiales indépendantes (GRDF, GRTgaz, Storengy, Elengy et Distrigaz Sud).

Les objectifs du Groupe relatifs à ce thème sont présentés à la Section 3.1.2.1.4.

[IRO-1 53 f] Les opportunités ont été évaluées avec l'aide de la Direction Financière et de la Direction de la Stratégie, afin d'identifier celles qui pourraient avoir notamment des effets financiers.

Valeurs d'entrées [IRO-1 53 g, h]

L'analyse et l'évaluation des IRO ont été basées sur la consultation des parties prenantes et trois sources de données :

1) les seuils financiers pour évaluer les risques et opportunités de l'analyse annuelle des risques résiduels du Groupe (ERM) ;
2) l'analyse de la précédente matérialité réalisée en 2020 dans le cadre de la Déclaration de Performance extra-financière (directive *NFRD*) ;
3) les données d'un benchmark réalisé en septembre 2023 sur la démarche de double matérialité de certains des pairs.

Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par le présent état de durabilité [IRO-2]

La table de concordance entre les ESRS et l'analyse de double matérialité du Groupe ainsi que la liste des points de données des normes transversales et thématiques qui découlent d'autres législations de l'UE sont disponibles dans la Section 3.1.5 Annexes.

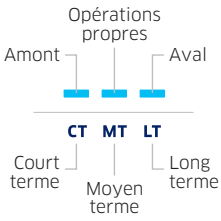
3.1.1.4.2 Impacts, risques et opportunités matériels [SBM-3]

IMPACTS, RISQUES ET OPPORTUNITÉS (IRO) D'ENGIE

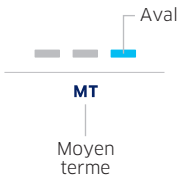
Type d'IRO

- Risque
- Impact positif
- Impact négatif
- Opportunité

Impact sur la chaîne de valeur et horizon temporel



(Exemple):



Niveau d'influence



Type d'IRO	Description	Impact sur la chaîne de valeur et horizon temporel	Caractérisation des impacts: Niveau d'influence	Effets	Lien avec la stratégie et les activités	Activités concernées
E1	**Adaptation aux conséquences du changement climatique**					
⚠	Augmentation des événements extrêmes en raison du changement climatique : baisse des revenus (interruption d'activité) et augmentation des coûts (réparations, assurance, chaîne de valeur.).	CT MT LT				Toutes
⚠	Évolution régulière et significative du climat menant à une baisse de la production ou de la demande d'énergie : changement des chroniques de pluie, de vent, des températures ou de l'ensoleillement et demande de chaleur réduite (ex : baisse de vente de gaz aux réseaux de chaleur).	CT MT LT				Toutes
E1	**Atténuation du changement climatique et transition énergétique**					
−	Changement climatique dû aux émissions de GES générées par la combustion de combustibles fossiles pour la génération et la vente d'énergie (principalement l'électricité et le gaz).	CT MT LT		Réel	Direct	Flexibilité Infrastructures Fourniture
+	Contribuer à la décarbonation des clients via la vente de produits et de services verts.	CT MT LT		Réel	Direct	Infrastructures Production Fourniture
+	Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, en développant les énergies renouvelables et les solutions apportant de la flexibilité.	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité
+	Assurer la mission de service public d'ENGIE via une chaîne de valeur robuste et résiliente (approvisionnement, production, stockage, distribution, etc.).	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Modification des réglementations ou des normes nationales liées à la transition énergétique et au climat entraînant des répercussions sur les activités du Groupe.	CT MT LT				Toutes
⚠	Faible demande totale de gaz dans les activités gazières d'ENGIE (transport, distribution, stockage, production et vente) et retard dans la conversion au gaz vert, entraînant une baisse des revenus et des dépréciations (par exemple, actifs échoués).	CT MT LT				Infrastructures Production Fourniture
✓	Financer l'innovation grâce à l'amélioration des conditions du marché rendue possible par les subventions des gouvernements nationaux ou les changements réglementaires (par exemple, Amérique du Nord et IRA).	CT MT				Toutes
✓	Accélérer la production de gaz et d'électricité renouvelables ou décarbonés en augmentant la taille et la part de marché, ce qui se traduira par une hausse des recettes : électricité renouvelable, nucléaire, gaz bas carbone (H_2 vert, biométhane, e-méthane), captage du carbone (CCUS), etc.	CT MT LT				Toutes
✓	Soutenir le modèle d'acteur énergétique intégré, développer des solutions flexibles (BESS, pompage-turbinage, CCGT) et l'expertise sur les marchés de l'énergie pour tirer parti de la volatilité de l'énergie et des prix (production renouvelable, changement climatique, etc.).	CT MT LT				Toutes

Type d'IRO	Description	Impact sur la chaîne de valeur et horizon temporel	Caractérisation des impacts – Niveau d'influence	Effets	Lien avec la stratégie et les activités	Activités concernées
E2	**Pollution industrielle**					
−	Pollution des sols et de l'eau du fait des opérations directes avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes.	CT MT LT		Réel	Direct	Production Infrastructures Flexibilité
−	Pollution des sols et de l'eau, y compris les zones d'extraction de matières premières, avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes du fait de la chaîne de valeur.	CT MT		Réel	Indirect	Production Infrastructures Flexibilité
−	Pollution atmosphérique engendrée par les rejets de fumées issues de la combustion des centrales thermiques (NOx, SOx, PM et autres), qui peut avoir un impact sur la santé humaine et les écosystèmes.	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité
+	Le besoin en surface au sol du solaire, de l'éolien, des batteries ou de l'hydrogène peut permettre de valoriser des terrains pollués et générer des revenus utiles aux efforts de restauration.	CT MT LT		Réel	Direct	Production Infrastructures
⚠	Risque de réputation en cas d'accident ou de mauvaise gestion des problèmes de pollution.	CT MT LT				Production Infrastructures Flexibilité
⚠	Risque d'amendes, de pénalités, de compensations, voire de ralentissement de l'activité ou de perte du permis d'exploitation en raison du non-respect des réglementations en matière de pollution industrielle et de l'impact sur la santé des communautés locales.	CT MT LT				Production Infrastructures Flexibilité
⚠	Affaiblissement ou interruption de la chaîne d'approvisionnement et de la production en raison de l'incapacité des partenaires à se conformer aux exigences environnementales.	CT MT LT				Toutes
E3	**Préservation des ressources en eau**					
−	Utilisation importante d'eau douce pour assurer le refroidissement des centrales thermiques et nucléaires et le fonctionnement des terminaux méthaniers.	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
−	Consommation importante d'eau douce pour l'extraction de matières premières dans la chaîne de valeur, y compris les carburants.	CT MT LT		Réel	Indirect	Toutes
⚠	Ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles dues à des pénuries d'eau, à des températures de rivière inadaptées, à des conflits d'usage, à des restrictions d'usage et à des exigences réglementaires accrues.	CT MT LT				Toutes
⚠	Amendes et pénalités pour non-respect des réglementations en matière d'utilisation de l'eau.	CT MT LT				Production Flexibilité Infrastructures
✓	Demande croissante de projets de dessalement répondant à des normes environnementales élevées.	CT MT LT				Production
E4	**Biodiversité et écosystèmes**					
−	Impact des chantiers de construction sur les habitats, la flore et la faune (continuité écologique terrestre et aquatique/ artificialisation des sols).	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
−	Perturbation des milieux terrestres et aquatiques / artificialisation des sols, liée à l'exploitation des sites industriels (y compris les parcs éoliens offshore, etc.).	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
−	Destruction de la biodiversité sur les sites d'extraction et de transformation des matières premières sur l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe.	CT MT LT		Réel	Indirect	Toutes

Type d'IRO	Description	Impact sur la chaîne de valeur et horizon temporel	Caractérisation des impacts – Niveau d'influence	Effets	Lien avec la stratégie et les activités	Activités concernées
+	Mise en place de projets de séquestration du carbone ayant un impact positif sur la biodiversité et les écosystèmes (Solutions basées sur la Nature).	LT		Potentiel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
⚠	Amendes et pénalités pour non-respect des réglementations environnementales relatives à la biodiversité.	CT MT LT				Production Flexibilité Infrastructures
⚠	Diminution de la rentabilité des projets en raison du renforcement des exigences réglementaires, ce qui peut conduire à l'abandon des projets (par exemple, obligations potentielles de mettre en œuvre des mesures de compensation très coûteuses, voire impossibles à mettre en œuvre, ou présence d'espèces protégées).	CT MT LT				Production Flexibilité Infrastructures
E5	**Utilisation des ressources et économie circulaire**					
−	Pressions sur les ressources, conflits d'usages et enjeux géopolitiques (par exemple, concurrence avec l'alimentation pour la production de biométhane, concurrence avec le bois, etc.).	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
+	Réduction de la demande de ressources résultant (i) de la baisse de la demande énergétique via l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques.	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
⚠	Risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels sur les projets d'énergie renouvelable en raison de contraintes d'approvisionnement.	CT MT LT				Production Infrastructures Fourniture
⚠	Augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés.	CT MT LT				Production Flexibilité Infrastructures
✓	Forte demande de réseaux de chaleur et de froid et de méthanisation utilisant des ressources locales (biomasse, géothermie, chaleur fatale, fumier,...).	CT MT LT				Production Infrastructures
✓	Réutilisation et modernisation des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique (par exemple, charbon converti en biomasse, infrastructures gazières adaptées à l'hydrogène et au biogaz [1], turbines éoliennes).	CT MT LT				Production Infrastructures
S1	**Conditions de travail et dialogue social**					
−	La dégradation du dialogue social et des négociations salariales, particulièrement dans un contexte de transformation / d'évolution stratégique du Groupe et/ou de changements dans la législation et la réglementation applicables à ses activités.	CT MT LT		Potentiel	Direct	Toutes
+	Le personnel du Groupe peut bénéficier à court, moyen et long termes d'une amélioration de ses conditions de travail et droits fondamentaux, notamment au travers de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité et protection sociale, ainsi que grâce aux efforts du Groupe en matière de transition énergétique qui favorisent les activités et environnements de travail plus sains et plus sûrs.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la réglementation (droits des travailleurs).	CT MT LT				Toutes
⚠	L'augmentation incontrôlée du coût des avantages sociaux accordés aux anciens salariés (pensions de retraite, etc.).	CT MT LT				Toutes

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

Type d'IRO	Description	Impact sur la chaîne de valeur et horizon temporel	Caractérisation des impacts		Lien avec la stratégie et les activités	Activités concernées
			Niveau d'influence	Effets		
S1	**Équité et diversité**					
−	L'exposition au risque, pour les employés ou les candidats, de discrimination, de harcèlement ou de préjugés sur le lieu de travail.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
+	L'engagement du Groupe en faveur de la diversité, de l'équité et de l'inclusion, moteur d'impacts positifs sur la société.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Le risque juridique (paiement d'amendes, coûts de procédures et dommages) en cas de non-respect de la législation et de la réglementation en vigueur.	CT MT LT				Toutes
S1	**Talents et compétences**					
−	La perte potentielle d'emplois liée à l'évolution du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives telles que l'IA générative.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
+	Le développement des compétences des salariés leur permettant d'améliorer leur employabilité et d'évoluer dans leur carrière (exemples : transition durable, digitalisation).	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
+	La contribution d'ENGIE à l'amélioration des compétences et à l'adaptation de sa main-d'œuvre à de nouvelles professions, ainsi qu'à l'intégration de personnes marginalisées par le biais de nouvelles opportunités de travail dans son contexte de transformation.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Le risque d'inadéquation entre les ressources/ compétences et les postes à pourvoir (risque de pénurie de personnes qualifiées, d'indisponibilité de personnel flexible pour répondre aux besoins, de perte de compétences clés en cas de départ, de mobilité ou de recrutement dans des lieux peu attractifs).	CT MT LT				Toutes
S1	**Santé et sécurité des salariés et intérimaires**					
−	L'exposition des salariés et intérimaires à des risques susceptibles de porter atteinte à leur intégrité physique (accidents, risques sanitaires et maladies professionnelles).	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
−	L'exposition des salariés et intérimaires à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité psychologique (risques psychosociaux).	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Les risques juridiques (amendes, coûts des procédures, dommages et intérêts) dans le cas où l'entreprise est reconnue coupable.	CT MT LT				Toutes
⚠	Le risque réputationnel dans les cas d'accidents graves (dont les accidents industriels) ou les allégations d'incidents graves.	CT MT LT				Toutes
S2	**Santé et sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur**					
−	Exposition des travailleurs de la chaîne de valeur à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité physique (accidents) et psychologique (risques psychosociaux, pénibilité du travail) sur les sites d'ENGIE.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Risque réputationnel dans les cas d'accidents graves impliquant les travailleurs de la chaîne de valeur de l'entreprise.	CT MT LT				Toutes
✓	Amélioration de la compétitivité d'ENGIE dans le cadre de réponse à des appels d'offre (cahier des charges incluant la santé sécurité).	CT MT LT				Toutes

Type d'IRO	Description	Impact sur la chaîne de valeur et horizon temporel	Caractérisation des impacts			Activités concernées
			Niveau d'influence	Effets	Lien avec la stratégie et les activités	
S2	**Travailleurs de la chaîne de valeur**					
−	Participation à la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs dans la chaîne de valeur par l'achat de produits ou de services provenant de secteurs à haut risque.	CT MT LT		Réel	Indirect	Toutes
+	Contribuer à l'accès à un emploi décent pour les travailleurs de la chaîne de valeur, notamment dans le cadre des activités liées à la transition juste.	CT MT LT		Réel	Indirect	Toutes
⚠	Les risques juridiques et de réputation (paiement d'amendes, coûts de remise en état, frais de procédure et paiement de dommages-intérêts) en cas de manquement au devoir de diligence.	CT MT LT				Toutes
S3	**Communautés affectées**					
−	Impact des activités de la chaîne de valeur sur les communautés (activités en amont de la chaîne d'approvisionnement du Groupe).	CT MT LT		Réel	Indirect	Fourniture
−	Impacts sur les communautés en raison d'incidents industriels.	CT MT LT		Réel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
−	Impact des opérations du Groupe sur les droits des communautés.	CT MT LT		Potentiel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
+	Création d'emplois et contribution à la richesse locale des territoires.	CT MT LT		Réel	Indirect	Toutes
⚠	Remise en cause de l'autorisation sociale d'exploitation et risque d'arrêt des projets ou de recours juridiques intentés par les communautés affectées en raison : (i) d'un climat de conflit où la consultation et les réunions participatives ne fonctionnent pas (ii) d'un manque d'acceptabilité sociale en l'absence d'un dialogue suffisamment anticipé avec les parties prenantes ou en cas de dialogue désorganisé ou mal coordonné, ce qui peut entraîner une perte d'engagement de la part des parties prenantes.	CT MT LT				Toutes
⚠	Risques opérationnels, financiers et juridiques (par exemple, paiement d'amendes, coûts de procédure et dommages-intérêts, risques de litiges, perte ou manque d'accès aux financements de la Banque mondiale ou des investisseurs) en cas(i) d'accident majeur affectant les communautés affectées, (ii) de non-respect des droits des populations autochtones, ou (iii) d'autres impacts liés au devoir de vigilance.	CT MT LT				Toutes
S4	**Consommateurs et utilisateurs finaux**					
−	Atteinte à la confidentialité et à la sécurité dans le traitement des informations et données personnelles des parties prenantes (protection et respect de la vie privée, liberté d'expression, accès à une information de qualité, démarchage, vente forcée), notamment dans le suivi de leur consommation d'énergie.	CT MT LT		Réel	Direct	Fourniture
+	Permettre aux consommateurs et utilisateurs finaux de mieux consommer (réduire l'empreinte carbone) grâce à des offres vertes ou des solutions locales de R&R (Récupération et Renouvelable).	CT MT LT		Réel	Direct	Fourniture
+	Permettre à nos clients de consommer moins grâce à nos produits, services et communications.	CT MT LT		Réel	Direct	Fourniture
⚠	Plafonnement réglementaire des prix de l'énergie sur les marchés boursiers ou des prix pour les consommateurs, entrainant une diminution des recettes (par exemple, plafonnement des prix du gaz).	CT MT LT				Fourniture
✓	Développement de nouveaux services et de nouvelles offres pour répondre aux besoins et attentes des consommateurs.	CT MT LT				Fourniture

Type d'IRO	Description	Impact sur la chaîne de valeur et horizon temporel	Caractérisation des impacts – Niveau d'influence	Effets	Lien avec la stratégie et les activités	Activités concernées
G1	**Éthique et conduite des affaires**					
−	Dommages économiques dus au non-respect de la législation anti-corruption, du droit de la concurrence et/ou d'embargos et de sanctions.	CT MT LT		Potentiel	Direct	Toutes
⚠	Atteinte à l'image de l'entreprise, risque financier et risque juridique, en raison d'incidents importants de non-respect de la législation anticorruption, du droit de la concurrence et/ou d'embargos et de sanctions.	CT MT LT				Toutes
G1	**Achats durables**					
−	Détérioration des qualités environnementales et sociales des sources d'approvisionnement d'énergie alternatives achetées dans un contexte d'instabilité du marché et de rareté des ressources.	LT		Réel	Indirect	Production Flexibilité Fourniture
+	Contribution à la diffusion des pratiques éthiques et durables du Groupe par l'engagement des fournisseurs et partenaires dans la démarche de développement durable du Groupe (ex : sélection de fournisseurs sur la base de critères ESG, fournisseurs de l'ESS ou d'entreprises adaptées…).	CT		Réel	Indirect	Toutes
+	Contribution à la solvabilité de nos fournisseurs par nos pratiques de paiement.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Baisse de la compétitivité si les concurrents ne se fixent pas les mêmes exigences en termes de pratiques éthiques et durables.	CT MT LT				Toutes
G1	**Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle**					
−	Exposition des salariés et des travailleurs de la chaîne de valeur aux risques de sûreté (conflit armé, terrorisme, troubles sociaux, etc.) dans certaines régions où ENGIE opère.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
−	Accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les incidents liés aux cyberattaques, affectant les personnes, les biens et l'environnement.	CT MT LT		Potentiel	Direct	Production Flexibilité Infrastructures
+	Continuité des services essentiels pour les utilisateurs grâce à des installations et sites efficacement sécurisés et cybers protégés.	CT MT LT		Réel	Direct	Toutes
⚠	Atteinte à la réputation du Groupe en cas d'accident industriel et/ou nucléaire, ou d'incident de sûreté ou de violation de données résultant d'une cyberattaque.	CT MT LT				Toutes

Effets financiers actuels [SBM-3 48d]

Les effets financiers actuels des risques et opportunités ESG sur le Groupe ont été pris en compte dans les états financiers et sont décrits dans la Note 1 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

Résilience de la stratégie et du modèle d'affaires [SBM-3 48f]

Le suivi de la réalisation des objectifs attachés aux enjeux de durabilité permet de tester la résilience de la stratégie et du modèle d'affaires sous-jacent. En cas de dérive importante et pérenne, le Groupe révisera ses objectifs ou révisera son plan d'actions pour mieux les atteindre. Le détail de la stratégie et des plans d'actions en lien avec ces IRO est fourni dans les rubriques thématiques dédiées.

3.1.1.5 Système de gestion des risques et contrôle interne de l'état de durabilité [GOV-5]

3.1.1.5.1 Système de gestion des risques de l'état de durabilité

Les risques liés aux enjeux ESG sont intégrés dans la politique globale de gestion des risques du Groupe *(ERM)*, qui fournit un cadre spécifique de gouvernance et de contrôle des risques (voir Section 2.1 Processus de gestion des risques).

Les risques et les opportunités liés au climat et au développement durable sont directement liés à l'engagement du Groupe en faveur de la transition énergétique et sont traités comme une partie intégrante des activités quotidiennes. Depuis plusieurs années, le Groupe rend compte des risques et des opportunités liés au climat, comme le recommande la *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD).

Les analyses de matérialité sont totalement intégrées dans le système de gestion des risques.

3.1.1.5.2 Contrôle interne de l'état de durabilité

En 2025, ENGIE a poursuivi le renforcement de l'environnement de contrôle pour les processus conduisant à la publication des informations de l'état de durabilité.

Une approche fondée sur les risques a permis de renforcer les référentiels de contrôles encadrant les processus de production des états de durabilité, notamment pour les informations environnementales, sociétales et relatives aux ressources humaines. A présent, l'environnement de contrôle évoluera dans une approche d'amélioration continue en conformité avec la politique de contrôle interne du Groupe (voir Section 2.3).

3.1.2 Informations environnementales [ESRS E1 à E5]

3.1.2.1 Changement climatique [ESRS E1]

3.1.2.1.1 Impacts, Risques et Opportunités climatiques [IRO-1, SBM-3]

Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique [ESRS2 SBM-3]

[ESRS-2 SBM-3 18] La liste des risques physiques et de transition liés au changement climatique matériels pour ENGIE est disponible dans la Section 3.1.1.4.2.

Périmètre, méthode et hypothèses de l'analyse de résilience

[ESRS-2 SBM-3 19a, 19b] L'analyse de résilience face aux risques liés au changement climatique porte sur l'ensemble du portefeuille du Groupe, tant en termes de technologies que d'empreinte géographique.

Elle est effectuée dans le cadre du processus *Enterprise risk management* (ERM), un processus itératif, conduit annuellement, et qui s'appuie sur des scénarios mis à jour périodiquement. Une description détaillée du processus, des horizons de temps et des scénarios utilisés est disponible dans cette Section (paragraphe IRO-1).

À noter que des analyses sont aussi effectuées dans le cadre du processus investissements du Groupe (nouveaux projets) :

- sur le risque physique climat, une analyse de sensibilité sur le changement de production ou de demande d'énergie ainsi que de l'évolution des événements extrêmes ;
- sur l'impact climat, un bilan des émissions clefs du projet, et l'alignement avec les objectifs climatiques du Groupe.

Résultats de l'analyse de résilience et prise en compte dans la stratégie économique

[ESRS-2 SBM-3 19c] Les résultats de l'analyse de résilience sur les risques sont décrits :

- dans la Section 2.2.2 pour les risques physiques ;
- dans la Section 2.2.3 pour les risques de transition.

Concernant les opportunités, les travaux de modélisation des scénarios d'évolution du secteur énergétique permettent d'identifier de nombreux secteurs essentiels à la transition énergétique sur lesquels ENGIE a choisi de se positionner afin d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. La sortie du charbon et le développement massif de capacités de production renouvelables sont deux exemples de cette capacité du Groupe à adapter sa stratégie et son modèle d'affaires dans un système en transformation.

Description des processus permettant d'identifier et d'évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au climat [ESRS 2 IRO-1]

La description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités liés au changement climatique sur les activités et les actifs du Groupe ainsi que tout au long de sa chaîne de valeur sont décrits dans la Section 3.1.1 Informations générales.

Identification et évaluation des impacts climatiques

[ESRS-2 IRO-1 20a, AR9b] ENGIE identifie et évalue annuellement les émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par ses activités (Section 3.1.2.1.6).

[ESRS-2 IRO-1 AR9a] Afin de réduire son impact sur le changement climatique, ENGIE a mis en place des objectifs de réduction d'émissions de GES (Section 3.1.2.1.4).

Évaluation des risques climatiques intégrée à la politique de gestion globale des risques

[ESRS-2 IRO-1 20] Les évaluations des risques et opportunités climat (physiques et transition) s'exercent dans le respect du processus ERM et des *guidelines* correspondantes définies par la Direction Management des risques et Assurances du Groupe (voir Section 2.2.1.1) et sont réalisées au niveau des entités opérationnelles des différentes géographies du Groupe avec le soutien des *risk officers* de ces entités comme suit :

- concernant les risques & opportunités physiques : les évaluations sont menées par les responsables de site avec le support des *Country Sustainability Officers* et sont documentées dans la rubrique spécifique du catalogue des risques liés au changement climatique ;
- concernant les risques et opportunités liés à la transition : les évaluations sont menées par les Directions Stratégie des entités et documentées dans les rubriques idoines du catalogue des risques (définition et analyse de la stratégie générale, environnement *business*, environnement réglementaire et technologie).

Les *guidelines* utilisées par les équipes en charge de l'analyse des risques climatiques prennent en compte à la fois la fréquence, l'ampleur et la durée des aléas, ainsi que l'exposition et la vulnérabilité des actifs ou des activités du Groupe afin de déterminer les risques inhérents.

Les risques climatiques sont étudiés en considérant les horizons temporels déterminés : analyses de court (<3 ans), moyen (4 - 6 ans) et long termes (>6 ans, et jusqu'à 2050 et 2070). Ce dernier reflète la durée de vie de certains actifs industriels (qui seront impactés par le changement climatique), les régulations ou accords nationaux/UE/internationaux, ainsi que la période de transition qui permettra au Groupe de décarboner son portefeuille (émissions des scopes 1, 2, 3).

Identification, évaluation et description des scénarios : focus sur les risques physiques liés au changement climatique

[ESRS-2 IRO-1 20b]

Le processus ERM, suivant les instructions partagées par la Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG), est utilisé pour identifier et (ré)évaluer les (nouveaux) risques pouvant impacter le Groupe.

En particulier sur l'adaptation au changement climatique et après identification par les équipes opérationnelles, les risques ont été structurés sur la base de la Taxonomie Verte Européenne Appendice A et ensuite priorisés en fonction de leur pertinence et de la maturité de la science climatique. La liste finale des risques aujourd'hui modélisés par le Groupe et utilisés dans les analyses de résilience est la suivante :

Événements extrêmes



Évolution chronique de la production/demande



Les indicateurs qui concernent les évolutions des événements extrêmes sont des indicateurs "primaires" directement issus des modèles climatiques internationaux CMIP5, CMIP6 et CORDEX (voir paragraphe suivant).

Les indicateurs d'évolution chronique de production font en revanche l'objet d'une modélisation spécifique construite en interne, sur la base d'indicateurs climatique primaires.

Activité	Modélisation de l'évolution
Production thermique (centrales à gaz)	ENGIE a évalué l'impact des conditions climatiques sur les performances (efficacité et puissance) et la disponibilité de ces actifs (sur la base des seuils de température et de débits de rivières afin de déterminer l'indisponibilité de l'actif).
Production hydraulique	ENGIE utilise des projections hydro-climatiques afin d'évaluer les variations de production dues au changement climatique. Projections par actif en fonction du débit simulé et des caractéristiques techniques de l'actif.
Production solaire	L'impact du changement climatique est calculé en tenant compte de l'évolution de l'irradiation solaire et de la température, influençant la performance des modules.
Production éolienne	L'impact du changement climatique est calculé en utilisant des courbes de puissance (en fonction du type/modèle de la turbine) reliant la vitesse du vent à la puissance disponible. Les effets de la température sont pris en compte soit par une mise à l'arrêt en cas de température élevée, soit par une baisse de production progressive.
Demande de chaud et de froid	La demande de chaud et de froid est calculée à partir des degrés-jours de chauffage et de refroidissement, de la densité de population et d'hypothèses sur les bâtiments tertiaires et résidentiels. La demande d'eau chaude domestique est également intégrée.

Les principaux impacts de ces risques sur les activités d'ENGIE sont :

- l'impact des événements extrêmes sur l'intégrité des actifs ;
- l'impact chronique du changement climatique sur l'évolution de la production et la demande des actifs ;
- l'impact sur la santé sécurité des employés, des intérimaires et des sous-traitants des événements extrêmes, notamment le stress thermique ;
- l'impact des événements extrêmes sur la chaîne d'approvisionnement locale (routes d'accès, réseaux électriques voisins…) et globale.

[ESRS-2 IRO-1 20b, 21] ENGIE utilise l'analyse par scénarios pour informer l'identification et l'évaluation des risques physiques. La modélisation de l'exposition des actifs du Groupe est réalisée par une équipe de recherche dédiée au sujet au sein d'ENGIE. L'équipe travaille depuis 2019 en collaboration avec des experts externes tels que l'Institut Pierre Simon Laplace (IPSL).

Les scénarios sont basés sur les RCP (*Representative Concentration Pathway* en anglais ou trajectoires représentatives de concentration) qui sont des scénarios de trajectoire du forçage radiatif à l'horizon 2100. Ces derniers ont été établis par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC ou IPCC en anglais pour *Intergovernmental Panel on Climate Change*) pour son cinquième rapport sur l'évolution du changement climatique (IPCC AR5).

ENGIE considère principalement les deux scénarios de réchauffement suivants :

- scénario central avec stabilisation des émissions avant la fin du siècle à un niveau faible (RCP 4.5) : ce scénario est notamment utilisé comme base pour les analyses d'exposition des actifs et des opérations du Groupe. Ce scénario projette une augmentation des températures d'environ 2,4 à 3 °C d'ici la fin du siècle par rapport aux niveaux préindustriels ;
- scénario pessimiste, avec augmentation des émissions de GES au rythme actuel (RCP 8.5) : Ce scénario est notamment utilisé pour les analyses de sensibilité des actifs et des opérations du Groupe. Le RCP 8.5 représente un scénario de réchauffement extrême, où les émissions de gaz à effet de serre continuent d'augmenter, sans mobilisation significative de la société en faveur de la transition écologique. Ce scénario projette un réchauffement mondial de 4 °C ou plus d'ici 2100, entraînant des impacts climatiques graves et fréquents.

L'analyse utilise des modèles globaux CMIP5 ou CMIP6 [(1)] ou des modèles régionaux CORDEX [(2)] selon les cas, qui utilisent en données d'entrée les scénarios du GIEC. ENGIE utilise autant que possible des données avec correction de biais par rapport au climat récent, en cohérence avec les travaux du GIEC sur les impacts du changement climatique. L'utilisation de données débiaisées est cruciale pour tout ce qui concerne les seuils ou les valeurs absolues. Par exemple, dans le cas de l'énergie éolienne, ENGIE utilise des courbes de puissance qui dépendent fortement de ces ajustements.

À noter que l'analyse de l'impact des événements extrêmes utilise des scénarios dérivés des scénarios RCP et considère des potentiels de réchauffement global comme suit :

- +1,5 °C pour les actifs se terminant entre 2026 et 2040 ;
- +2 °C pour les actifs se terminant entre 2041 et 2060 ;
- +3 °C pour les actifs se terminant après 2060.

Le niveau de réchauffement +4,0 °C est utilisé pour les analyses de sensibilité.

Les correspondances ont été faites en s'alignant sur les recommandations GIEC, voir tableau 4.5 du rapport du GIEC "IPCC AR6 WGI", chapitre 4.

Les données utilisées pour l'analyse incluent la localisation des actifs (coordonnées géographiques), la typologie du site et le type d'opérations effectuées.

Identification, évaluation et description des scénarios : focus sur les risques de transition

[ESRS-2 IRO-1 20c] Le processus d'identification et d'évaluation des risques et opportunités de transition commence par l'analyse de la matérialité des événements de transition sur la base des éléments recommandés par la CSRD et la *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* (TCFD) (https://www.fsb-tcfd.org/recommendations/) dont les événements liés aux changements politiques et réglementaires (*Policy and Legal*), technologiques, de marchés, et réputationnel.

[ESRS-2 IRO-1 AR12a] Les *Risk Officers* des entités opérationnelles identifient les risques en échangeant avec les responsables des Filières de leur entité (Direction Juridique, Finance, ESG…). Les *Chief Risk Officers*, membres des comités de Direction des entités, valident les risques que leur soumettent les *Risk Officers* et sont responsables de la qualité des informations remontées.

Les principaux événements de transition identifiés dans le cadre de l'accélération du rythme de décarbonation et des objectifs européens et mondiaux sont :

- électrification des usages et flexibilité ;
- transition vers des gaz décarbonés ;
- rénovation énergétique des bâtiments et changement des solutions de chauffage.

[ESRS-2 IRO-1 AR12b] L'exposition et la vulnérabilité des activités du Groupe aux événements de transition sont prises en compte dans l'analyse du risque de transition.

[ESRS-2 IRO-1 21, AR13a, AR13b] Concernant les risques et opportunités de transition liés au changement climatique, le Groupe actualise tous les ans différents scénarios énergétiques, parmi lesquels un scénario de Transition Energétique pour l'Europe (15 pays) à l'horizon 2050 afin de répondre à ses défis actuels et futurs et adapter son modèle d'affaires. L'horizon de projection choisi (2050) permet de couvrir l'ensemble de la trajectoire de décarbonation d'ENGIE (Net Zéro 2045) ainsi que des systèmes dans lesquels le Groupe opère (exemple : objectif de contribuer à la neutralité carbone en Europe à 2050).

(1) CMIP6 (respectivement 5) est la 6e (respectivement 5e) phase du projet Coupled Model Intercomparison Project, un projet de collaboration à l'échelle mondiale de modélisateurs climatiques et dont le fruit des travaux fait référence en termes de modèles de science climat.
(2) Coordinated regional Climate Downscaling Experiment. CORDEX utilise les mêmes hypothèses et modélisations que CMIP (travaux conjoints), mais permet d'avoir une granularité géographique plus importante.

Les scénarios sont déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision internes et reposent sur les éléments spécifiques de la chaîne de valeur aval suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide (prix *forward*) concernant les prix des combustibles, le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de 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 (demande électrique, développement des capacités installées, etc.), ainsi que les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2.

Les scénarios sont mis à jour annuellement et un scénario central est ensuite utilisé pour la projection à moyen et long terme des commodités, notamment le gaz et l'électricité, les projections financières et la valeur des actifs lors des tests de dépréciation.

Les sorties de modèles du scénario de référence déterminent les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées aux activités du Groupe, les prix en volumes de l'énergie, du CO_2, ainsi que la demande énergétique. Les résultats sont comparés avec les sorties de modèle de différents scénarios externes reconnus dont les opérateurs réseaux (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-e), Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Terna, National Grid, etc.), les différents plans gouvernementaux (*National Energy and Climate Plan* (NECP)) ou les scénarios des institutions publiques (*International Energy Agency* (IEA), Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) ou consultants externes (AFRY, Aurora, Baringa).

Le même processus avec des contrôles et analyses similaires est en place pour les autres géographies du Groupe, notamment l'Amérique du Sud et certains marchés des États-Unis, mais il se focalise uniquement sur les activités électriques du Groupe.

La version du scénario Net Zero 2024, compatible avec une trajectoire +1,5°C, a été présenté publiquement le 12 novembre 2024 (https://www.engie.com/decarbonation-scenario-edition-deux).

[ESRS-2 IRO-1 AR13b] Le scénario Net Zero d'ENGIE met en exergue la nécessité de conjuguer toutes les sources d'énergies renouvelables afin d'assurer la résilience du système énergétique et la compétitivité des économies européennes. Compte tenu de la forte interconnexion des systèmes énergétiques à l'échelle de l'Europe, la trajectoire de décarbonation est modélisée en intégrant 15 pays européens. Le scénario d'ENGIE capitalise sur les leviers de décarbonation existants les plus pertinents, tout en laissant une place aux technologies émergentes.

[ESRS-2 IRO-1 AR13c] Le scénario Net Zero de décarbonation pour l'Europe est par conséquent centré sur l'intégration de diverses sources d'énergies renouvelables et sur l'amélioration de l'efficacité énergétique. Le plan inclut une réduction de la consommation d'énergie, une augmentation significative de l'énergie solaire et éolienne, et une forte augmentation de la capacité de stockage électrique. Le gaz, qui sera totalement décarboné, sera remplacé en partie par du biométhane. L'hydrogène décarboné jouera également un rôle crucial dans les transports et l'industrie.

ENGIE se base sur plusieurs convictions majeures, dont l'alliance de l'électron et de la molécule pour réussir la transition, le développement massif des énergies renouvelables électriques, et l'anticipation en amont des besoins de flexibilité. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique.

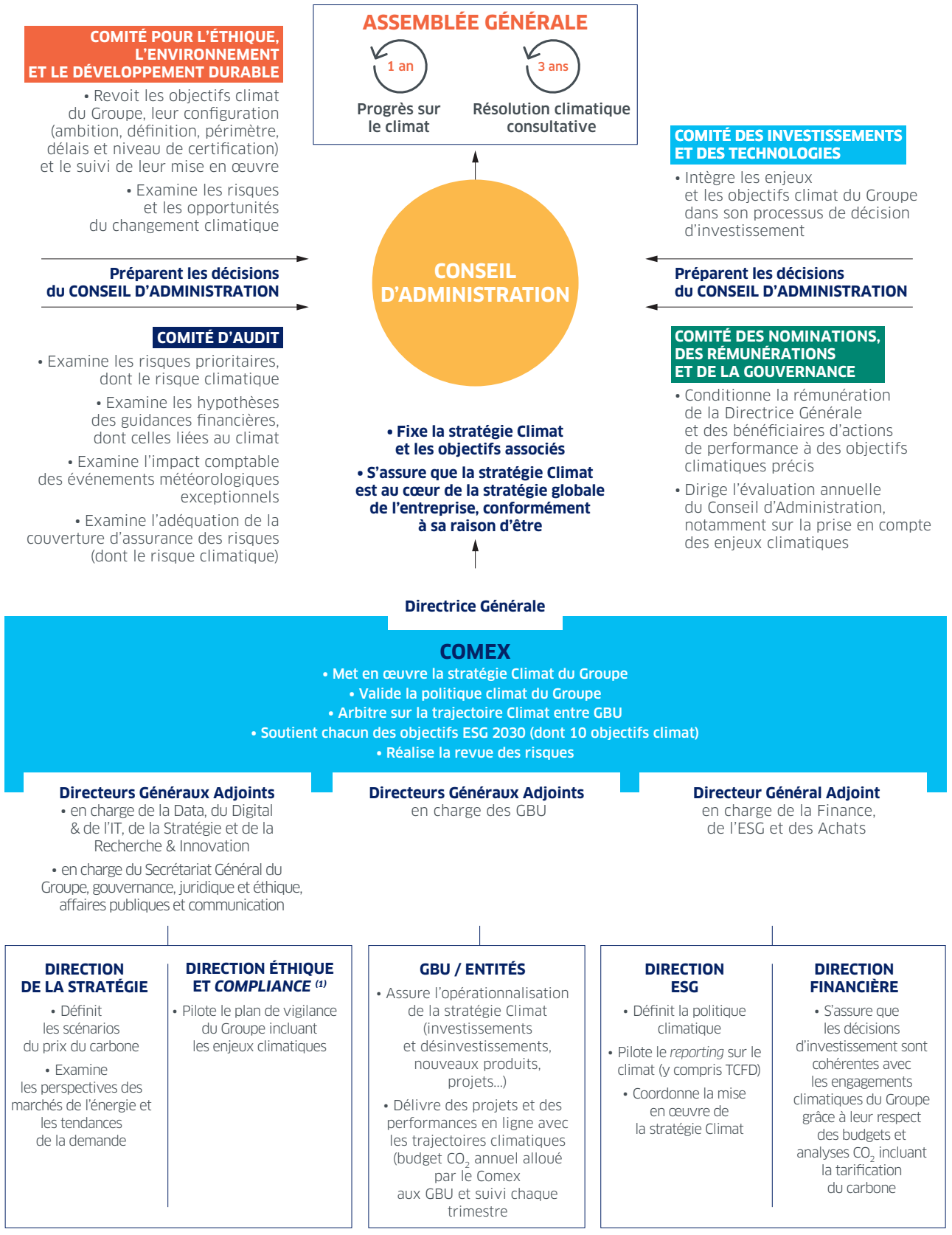
[ESRS-2 IRO-1 AR13d] La limite principale de ce scénario prospectif, qui inclut par nature des incertitudes, concerne le rôle du gaz vert dans les futurs systèmes énergétiques Net Zéro et la capacité des pays à déployer massivement des énergies renouvelables.

[ESRS-2 IRO-1 AR15] Les scénarios utilisés dans l'analyse sont en ligne avec les hypothèses prises dans les états financiers du Groupe (voir Section 3.1.2.1.5).

3.1.2.1.2 Gouvernance et politiques [GOV-3, E1-2]

Gouvernance et intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation [ESRS2 GOV-3]

[E1-2 MDR-P c] La gouvernance sur les enjeux climatiques est présentée ci-dessous :



(1) Rattachée à la Direction Juridique Éthique et Conformité.

À noter, lors de l'Assemblée Générale 2022, ENGIE a été l'une des premières sociétés du CAC 40 à consulter ses actionnaires sur sa stratégie Climat, qui a été massivement votée par ses actionnaires (97%). Trois ans plus tard, ENGIE a présenté à nouveau l'actualisation de sa stratégie Climat, avec des objectifs sévérisés sur l'ensemble de ses postes d'émissions, pour un vote consultatif lors de l'Assemblée Générale 2025. Celle-ci a été approuvée à 97%.

[ESRS-2 GOV-3 13] Les politiques de rémunération de la Directrice Générale, du Comité Exécutif et des cadres dirigeants intègrent des critères liés aux objectifs climatiques (voir Section 4.2).

En 2026, la rémunération variable de la Directrice Générale est conditionnée à hauteur de 7% à l'objectif de réduction des émissions de GES liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités, et à hauteur de 3,3% pour les membres du Comité Exécutif.

En 2026, les actions de performance du Groupe (rémunération incitative à long-terme) dont sont bénéficiaires la Directrice Générale, les membres du Comité Exécutif et les cadres dirigeants du Groupe, incluent des critères climatiques : 15% sur toutes les émissions de GES du Groupe, et 5% sur les capacités renouvelables et de stockage installées, soit un total de 20% .

La rémunération des Administrateurs n'intègre pas de variable, conformément aux dispositions règlementaires en vigueur.

Politiques liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci [E1-2]

[E1-2 MDR-P a] Le plan de transition est disponible dans la Section 3.1.2.1.3, et le détail des leviers est disponible dans la Section 3.1.2.1.4.

[E1-2 23] Les processus pour gérer les risques matériels du Groupe sont décrits dans la Section 3.1.2.1.1 et ceux pour délivrer les objectifs sont décrits dans la Section 3.1.2.1.4.

[E1-2 25] La Politique Changement climatique d'ENGIE regroupe la politique d'atténuation et d'adaptation au changement climatique et couvre les domaines suivants : atténuation du changement climatique, efficacité énergétique, déploiement d'énergies renouvelables et adaptation au changement climatique. Elle se concentre autour des axes suivants : réduire les émissions de GES, éviter les émissions en vendant des produits et services bas carbone, et retirer le carbone de l'atmosphère, tout en assurant la résilience des actifs et activités du Groupe face au risque climatique . Cette politique décrit aussi la mise en œuvre d'actions pour accroître la résilience au changement climatique et intégrer le climat dans tous les processus pertinents du Groupe. La gouvernance de cette politique implique les plus hauts niveaux de gouvernance de l'Entreprise qui intègrent les objectifs climatiques dans leurs processus décisionnels.

	Politique Changement climatique
Champ d'application [MDR-P 65b]	Elle couvre toutes les régions géographiques où ENGIE opère. Elle s'applique à l'ensemble des activités du Groupe à l'exception des activités de trading ainsi que des titres non consolidés jugés non significatifs en termes d'impact environnemental. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé c'est-à-dire les filiales contrôlées (intégration globale à 100%), les activités conjointes ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (entreprises associées et coentreprises), en amont ou en aval de la chaîne de valeur.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La politique Changement climatique du Groupe est mise en œuvre par la Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	ENGIE soutient l'Accord de Paris.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Climat.pdf

3.1.2.1.3 Plan de transition [E1-1]

Une stratégie d'atténuation climat basée sur 3 piliers

OBJECTIF NET ZÉRO CARBONE 2045 D'ENGIE

Réduire les émissions de GES d'ENGIE
En premier lieu, réduire les émissions directes et indirectes de GES des activités d'ENGIE d'au minimum 90% par rapport à 2017.

+

Absorber le carbone à hauteur des émissions résiduelles d'ENGIE
Puis, accroître les puits de carbone pour neutraliser les dernières émissions résiduelles plus difficilement abattables.

=

OBJECTIF NET ZÉRO CARBONE 2045 D'ENGIE

ET

Éviter les émissions de GES des clients grâce aux solutions d'ENGIE
Accompagner la décarbonation des clients pour leur permettre de réduire leurs émissions de GES.

[E1-1 14, 15] En lien avec sa raison d'être, ENGIE a mis en place un plan de transition pour l'atténuation du changement climatique qui permet d'assurer que sa stratégie et son modèle d'affaires sont compatibles avec l'Accord de Paris, de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone mondiale d'ici 2050 ainsi que de limiter son exposition aux combustibles fossiles. Ce dernier est actualisé tous les trois ans au travers de la Résolution Climat, présentée aux actionnaires lors de l'Assemblée Générale du Groupe. Le plan de transition a été actualisé pour la dernière fois en décembre 2024 et validé par le Conseil d'Administration d'ENGIE.

La stratégie de décarbonation d'ENGIE repose sur trois piliers "Réduire", "Absorber" et "Éviter" avec pour cible le Net Zéro 2045 sur l'ensemble de sa chaîne de valeur (scopes 1, 2 et 3 [1]). Toutes les cibles sont présentées dans la Section 3.1.2.1.4.

Le plan de transition d'ENGIE consiste en une transformation de certains de ses cœurs de métiers représentant des risques matériels pour l'environnement et l'entreprise elle-même. Ainsi ENGIE a par exemple cédé en 2017 ses activités d'exploration & production de combustibles fossiles (E&P). Au cours de la même année, le Groupe a également arrêté la vente de charbon. Fin 2025, le Groupe est sorti de l'utilisation du charbon en Europe continentale et prévoit de faire de même dans le reste du monde d'ici 2027. De manière plus générale, ENGIE prévoit de sortir progressivement des énergies fossiles d'ici à 2045. En parallèle, ENGIE a réorienté son mix énergétique en investissant massivement dans le développement des énergies renouvelables.

La trajectoire des émissions

[E1-1 16a] Les différentes cibles du Groupe lui permettent d'avoir une trajectoire compatible avec l'Accord de Paris, comme le confirment les évaluations de la *Science Based Targets initiative (SBTi)*, de la *Transition Pathway Initiative* ou de Moody's (voir Section 3.1.2.1.4). La communication sur cette compatibilité reste complexe de par la diversité des notations, sans référentiel partagé par l'ensemble de la communauté internationale.

Le plan d'actions

[E1-1 16b] Afin d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES, le Groupe a mis en place un plan d'actions détaillées d'atténuation du changement climatique, présenté dans la Section 3.1.2.1.4 pour l'atténuation et la Section 3.1.2.1.5 pour l'adaptation.

Les investissements du Groupe alloués à la mise en œuvre de ces plans d'actions seront principalement financés par l'émission d'obligations vertes.

Les investissements

[E1-1 16c] En appliquant aux investissements de croissance du Groupe (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés) les critères techniques d'alignement de la taxonomie européenne, le montant des investissements alloués au plan d'actions s'élève à 4 milliards d'euros en 2025.

[E1-1 16e] ENGIE s'engage à aligner l'ensemble de ses investissements avec sa stratégie de décarbonation et notamment son plan de transition. À noter que le plan de CAPEX de croissance du Groupe entre 2026 et 2028 prévoit 25 à 28 milliards d'euros sur la période 2026 à 2028 et est aligné à 84% avec la taxonomie verte européenne.

[E1-1 16f] Le montant de CAPEX investis en 2025 dans les activités économiques liées au gaz s'élève à 1 milliard d'euros et concerne la GBU Infrastructures et la GBU FlexGen.

[E1-1 16d] Compte tenu de ses activités, le Groupe dispose "d'émissions verrouillées" au sens de la Norme. C'est notamment le cas de ses centrales thermiques fossiles :

- le Groupe s'est engagé à sortir complètement ses activités charbon d'ici 2027, selon l'ordre de priorité : clôture > conversion > vente. L'enjeu majeur est de réussir cette sortie anticipée d'une manière juste et équitable pour les populations, les territoires et leurs infrastructures énergétiques. À la fin de l'année 2025, il ne reste plus que 0,7 GW de centrales au charbon dans le Groupe ;
- la transition des centrales à gaz est plus progressive et ne nécessite pas de sortie anticipée. En effet, la stratégie du Groupe et ses objectifs climatiques sont construits sur les dates légales de fin d'opérations des centrales et ne prévoient qu'un renouvellement partiel du parc thermique. Par ailleurs, tous les futurs actifs intègreront un plan explicite de décarbonation totale avant 2045 (capture carbone, biomasse, hydrogène). Les objectifs de réduction ne sont donc pas à risque.

Le Groupe dispose également d'émissions potentiellement verrouillées en lien avec ses infrastructures gazières régulées (telles que le transport et la distribution du gaz) : elles correspondent aux émissions de méthane mais aussi au fonctionnement des installations. ENGIE possède en effet des entités régulées dont le Groupe exploite les actifs pour le compte de certains États (notamment en France et en Roumanie) qui déterminent la stratégie de décarbonation. L'ensemble des émissions liées aux infrastructures gazières représente moins de 1% du total du bilan carbone du Groupe en 2025 comme en 2024.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

[E1-1 16g] ENGIE se situe en dessous des seuils des critères d'exclusion définis dans les indices de référence "Accord de Paris", comme indiqué aux articles 12.1 (d) à (g) et 12.2 du Règlement délégué (UE) 2020/1818 de la Commission européenne (règlement sur les normes de référence climatiques) [(1)].

Les processus Groupe

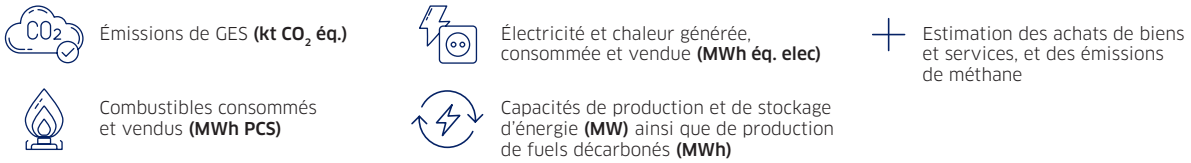
[E1-1 16h] Afin d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de GES, le Groupe a engagé une transformation qui lui a permis de passer d'une logique de *reporting* à une approche par le pilotage de la performance et ainsi conduire un changement opérationnel à grande échelle. Pour cela, ENGIE a développé des outils de pilotage stratégiques et financiers suivants.

1) **Définition des objectifs CO_2 Groupe :** le management d'ENGIE a attribué des limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de GES de ses activités (génération d'énergie, ventes de combustible et d'énergie). Elles sont jalonnées sur l'ensemble de la trajectoire Net Zéro du Groupe (2030, 2035 et 2040) et allouées à chaque *Global Business Unit* (GBU).
2) **Attribution et pilotage des budgets CO_2 (en lien avec le plan financier) :** depuis 2021, le Groupe a intégré des éléments extra-financiers à son Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) permettant l'attribution des budgets CO_2. Les GBU élaborent leur stratégie opérationnelle de décarbonation de telle sorte à ne pas dépasser les limites fixées (budget N+1, 2030, 2035 et 2040). Depuis 2023, un pilotage infra-annuel des émissions est réalisé via une remontée trimestrielle de certains indicateurs de GES. Il est intégré au dialogue managérial sur la performance opérationnelle et financière via les *Quarterly Business Reviews* (QBR).
3) **Intégration du CO_2 dans le pilotage des investissements :** chaque décision d'investissement doit être prise en respectant les budgets carbone attribués aux GBU. Pour cela, le Groupe a développé un outil de pilotage du budget CO_2 de manière analogue au pilotage du budget de CAPEX. Il permet de suivre le budget CO_2 restant sur l'année courante et le moyen terme afin de ne pas dépasser les limites fixées. De plus, un prix du CO_2 est intégré aux éléments financiers du dossier. Celui-ci est basé sur les évolutions du prix du carbone selon les scénarios internes de décarbonation du marché.

Focus sur le pilotage des objectifs GES à moyen terme

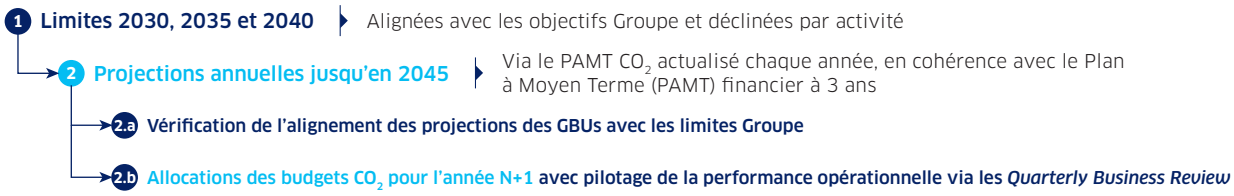
Un modèle de projection granulaire basé sur une connaissance approfondie de la performance opérationnelle du Groupe

Une projection à 2045 des activités du Groupe via la consolidation des indicateurs suivants :



- **basée sur des hypothèses opérationnelles communes à l'ensemble du Groupe, alignées avec les projections financières, le tout couplé à des scénarios internes de décarbonation du marché ;**
- **à la maille de chaque entité de vente et de chaque actif de génération (en fonction de leur technologie, des facteurs de charge, du pays, de la méthode de consolidation, etc.) sur le moyen terme, couplée à une vue stratégique (maille pays, technologie) pour le long terme.**

Un processus de pilotage fiabilisé permettant de sécuriser l'exécution de la stratégie Climat du Groupe :



La gouvernance

[E1-1 16i] La gouvernance climat est présentée dans la Section 3.1.2.1.2.

Les progrès du plan d'actions

[E1-1 16j] Les progrès du plan d'actions d'atténuation sont présentés dans la Section 3.1.2.1.4.

(1) Les critères d'exclusion prévus incluent notamment l'exclusion des entreprises tirant plus de 10% de leurs revenus de la production d'électricité à partir de charbon (< 1% du revenu pour ENGIE).

3.1.2.1.4 Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique [E1-3, E1-4, E1-7, E1-8]

Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique [E1-3]

[E1-3 26, 29] Pour chaque action, le champ d'application est le périmètre consolidé ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence. Les investissements sur le plan d'actions sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.3.

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Horizon temporel
A1. Arrêter l'utilisation du charbon • Arrêt des ventes de charbon depuis 2019 ; • Arrêt de la production d'énergie à partir du charbon depuis 2025 en Europe continentale ; • Arrêt de la production d'énergie à partir du charbon d'ici 2027 dans le reste du Monde, selon le *merit order* suivant : fermeture, conversion et enfin vente des centrales charbon.	• Réduire les émissions de GES	2027
A2. Réduire et décarboner la consommation et les ventes de gaz, tout en produisant des gaz renouvelables et décarbonés • Production de biométhane (10 TWh en 2035) et d'hydrogène (4 GW en 2035) ; • Réduction des volumes consommés par les centrales thermiques gaz (réduction des facteurs de charge et du parc) et les ventes de gaz ; • Décarbonation des centrales thermiques gaz restantes, principalement sur la période 2030 - 2045 (biomasse, biométhane, H_2, CCS) ; • Ventes de biométhane et d'hydrogène.	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A3. Décarboner la production, les ventes et la consommation d'électricité et de chaleur • Production d'électricité renouvelable (95 GW en 2030, incl. le stockage) ; • Production de chaleur renouvelable, décarbonée ou de récupération (20 TWh en 2030) ; • Accompagnement de l'électrification (300 TWh de ventes d'électricité en 2030 (BtoB et BtoC)) et décarbonation de l'électricité vendue.	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A4. Accompagner la transition des infrastructures énergétiques • Transition des infrastructures gazières existantes : réduction des émissions de méthane et injection de biométhane (50 TWh connecté en 2030) ; • Développement des infrastructures électriques (10 000 km en 2030) ; • Développement de la flexibilité de l'offre énergétique : batteries et pompage turbinage (95 GW en 2030, incluant la production), et OCGT ; • Développement des infrastructures de mobilité bas-carbone et des technologies bas carbone (dessalement, pompes à chaleur).	• Réduire les émissions de GES • Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045
A5. Accompagner les clients dans la décarbonation de leurs activités • Accompagnement des clients du Groupe sur l'efficacité énergétique, la sobriété énergétique et la flexibilité de la demande énergétique (pilotage de la demande, BESS décentralisée).	• Éviter les émissions de GES des clients	2030 et 2045

Cibles liées à l'atténuation du changement climatique [E1-4]

Présentation des cibles

[E1-4 AR31, 34] Le Groupe s'est fixé les cibles suivantes :

	2017	2024	2025	Couverture 2025	GBU concernées	Leviers de décarbonation	2030	2035	2040
Cibles globales Groupe									
#1 Émissions totales de GES, scopes 1, 2 (*location-based*) et 3 *(en Mt CO_2 éq.)* [1]	265	157 *-41% vs 2017*	145 *-45% vs 2017*	Total : 100% Scope 1, 2, 3 : 100%	Groupe ENGIE	Ensemble des leviers E1-3	120/140	80/110	40/70
#2 Accompagnement des clients : émissions évitées par des offres et services d'ENGIE *(Mt CO_2 éq.)*	n.a	36 Mt CO_2 éq.	31Mt CO_2 éq.	n.a	Groupe ENGIE	A2/A3/A5	65/85	n.a	n.a
Cibles sectorielles Groupe									
#3 Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 *(en Mt CO_2 éq.)* □□	107	48 *-55% vs 2017*	45 -57% *vs 2017*	Total : 31% Scope 1 : 94% Scope 3 : 20%	*Ren. & Flex Power et Local Energy Infra.*	A1/A2 /A3/A5	26/36	16/26	7/17
#4 Émissions de GES liées aux ventes de commodités (énergies [2] et combustibles [3]) scopes 3.3.D et 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	104	82 *-21% vs 2017*	74 -29% *vs* 2017	Total : 51% Scope 3 : 60%	Principalement *Supply & Energy Management*	A1/A2 /A3/A5	63/83	37/57	12/32
#4.A Dont émissions liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 *(en Mt CO_2 éq.)*	Dont 78	Dont 53 *-32% vs 2017*	Dont 48 *-39% vs 2017*	Total : 33% Scope 3 : 39%			36/46	22/32	7/17
#5 Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope 1 *(en Mt CO_2 éq.)*	2	1 -57% vs 2017	1 -54% vs 2017	Total : 1% Scope 1 : 4%	*Networks*	A4	-50% vs 2017	n.a	n.a

	2017	2024	2025	Échéance	Objectif
Autres cibles					
Net Zero Carbone Groupe, scopes 1, 2 et 3 *(Mt CO_2 éq.)* [1]	265	157	145	2045	Réduction des émissions de -90% et neutralisation des émissions résiduelles
Neutralisation des émissions liées aux pratiques de travail *(Mt CO_2 éq.)*	n.a	0,32	0,28	2030	neutralisation de toutes les émissions résiduelles
Part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100% et hors stockage d'énergie) [4] □□	23%	43%	50%	2030	58%/66%
Part des fournisseurs (hors énergie) représentant au moins 50% de l'empreinte carbone, engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE	n.a	n.a	51%	2030	100%

□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

(1) *Émissions de GES de scope 1 et de scope 2 (location based) vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

(2) *Énergies : principalement électricité, mais aussi chaleur et froid.*

(3) *Combustibles : principalement gaz, mais aussi biomasse.*

(4) *Pour calculer cet indicateur, le Groupe consolide les capacités nettes de toutes ses installations de production, à l'exception des installations solaires et éoliennes centralisées qui sont en capacités brutes. Les capacités sont exprimées @100% y compris pour les mises en équivalence. Par ailleurs, cet indicateur exclut toutes les capacités de stockage d'énergie (batteries ou stockage hydraulique par pompage-turbinage). Les capacités nucléaires ne sont pas considérées comme renouvelables.*

[MDR-T 79c] L'indicateur d'émissions de GES liées aux ventes de commodités affiche un résultat 2025 proche de l'objectif 2030. Néanmoins, il est important de noter que cet indicateur devrait croitre dans le futur, en alignement avec la stratégie du Groupe d'augmenter ses ventes d'électricité : les nouveaux clients seront convertis à l'électricité verte progressivement.

[E1-4 33] La définition des cibles est rendue possible grâce à la mise à jour annuelle des projections des émissions de GES intégrées au plan à moyen terme financier. Les objectifs sont revus et, au besoin, mis à jour, tous les trois ans dans le cadre de l'engagement du Groupe vis-à-vis de l'Assemblée Générale *(Say On Climate)*.

En 2024, le Groupe a fixé un nouvel objectif **#4** sur l'empreinte carbone des ventes de commodités (Scope 3.3.D & 3.11). Celui-ci permet notamment de prendre en compte les émissions de GES liées à la production d'électricité et de chaleur achetée pour la revente aux clients finaux, poste d'émissions dépendant fortement de la décarbonation des réseaux et donc moins à la main d'ENGIE. Afin d'être cohérent avec la volonté d'accompagner l'électrification des usages, le Groupe se laisse donc la possibilité d'accélérer la réduction des ventes de gaz pour vendre plus d'électricité. L'objectif historique **#4.A** sur l'empreinte carbone de l'usage des produits vendus (ventes de combustibles- scope 3.11) reste quant à lui maintenu afin d'assurer l'engagement sur les ventes de gaz.

[E1-4 34b, AR23, AR24] Les objectifs de réduction d'émissions de GES couvrent 100% du bilan GES (scope 1, 2 & 3) d'ENGIE en 2025. Ce bilan est aligné avec la méthodologie du GHG Protocol et est audité depuis l'exercice 2024 dans sa globalité. À noter que le scope 1 est audité en assurance raisonnable depuis 2013, le scope 2 depuis 2021. Par ailleurs, ces engagements sont basés sur des objectifs de réduction d'émissions brutes et ne prennent pas en compte la compensation carbone ou les absorptions carbone au sein de la chaîne de valeur d'ENGIE. Les objectifs en intensité sont en gCO_2 éq./kWh. Les objectifs couvrent 100% de l'empreinte carbone du Groupe, scopes 1, 2 et 3 ainsi que tous les types de GES (CO_2, CH_4, N_2O, HFCs, PFCs, SF_6, NF_3). Les objectifs scope 2 sont à considérer selon une comptabilité carbone en *location-based*.

[E1-4 AR25] Les émissions en 2017 sont brutes et sans travaux de normalisation (exemple : effets températures). Afin de maintenir la représentativité de l'année de référence, le Groupe opère un retraitement de cette dernière :

- à chaque changement de facteurs d'émissions ;
- pour les changements de méthodologie, et si les données sources le permettent ;
- pour chaque acquisition ou cession individuelle où le volume d'émissions est >5% de l'année de référence.

À titre d'information, entre 2017 et 2024, le montant cumulé des cessions (en prenant les émissions 2017) représente 32 Mt CO_2 éq soit 12% du total des émissions du groupe en 2017. En prenant les émissions des installations cédées concernées pour l'année précédant leur cession, le montant cumulé des cessions s'établit à 21 Mt CO_2 éq soit 8% du total des émissions du Groupe pour l'année de référence 2017. Les émissions des cessions intervenues au cours de l'année 2025 sont incluses dans le total des émissions du Groupe pour l'année 2025 et exclues du montant cumulé des cessions 2017-2024 pour éviter un double comptage. A noter qu'Engie a cédé en janvier 2025 15,66% de sa participation initiale de 33% dans la société SAFIREC, société qui exploite la centrale thermique de SAFI au Maroc. Engie a annoncé viser une sortie du capital d'ici à 2027 dans le cadre de sa stratégie de désengagement du charbon. Avec un pourcentage de participation à 17,67% à partir de la date de cession, la société SAFIEC est sortie du périmètre de consolidation du Groupe et par conséquent ses émissions de GES ne sont plus comptabilisées dans le bilan carbone du Groupe. Pour information, les émissions liées à la centrale thermique de SAFI rapportées au taux de participation 2025 d'Engie sont estimées à 1 Mt CO_2 éq.

À noter qu'actuellement, seul le scope 3 lié aux achats n'a pas pu être retraité sur 2017 suite à l'application en 2024 de facteurs d'émission et de catégories d'achats plus granulaires que précédemment (les données sources n'étant pas disponibles avec le niveau de granulométrie requis pour l'application de facteurs d'émission plus détaillés). À titre d'information, l'impact de l'évolution des facteurs d'émission et de la granulométrie des catégories d'achats a été estimé à une baisse de 43% sur les données publiées en 2023 sur le total scope 3.1 et scope 3.2 (de 8,9 Mt CO_2 eq à 3,9 Mt CO_2 eq).

Évaluation des trajectoires climatiques

[E1-4 34e] Les objectifs de réduction des émissions de GES d'ENGIE sont basés sur la science et sont compatibles avec une trajectoire 1,5°C ou *Well-below 2°C* en fonction des évaluations. Le pilotage des trajectoires via l'attribution de budgets CO_2 en absolue et en intensité aux GBU du Groupe ainsi que leur prise en compte dans les décisions d'investissements permettent de gérer le risque d'évolution de la trajectoire des émissions de GES liées à d'éventuels futurs développements.

Détails sur la certification SBTi [(1)] **:** Les objectifs du plan de transition d'ENGIE sont certifiés *Well-below 2 °C* depuis début 2023 par la SBTi), après une première certification 2 °C en 2020. Les objectifs, sur la période 2017 - 2030, sont :

1) -66% de l'intensité carbone de la production d'énergie (scopes 1 et 2) ;
2) -56% de l'intensité carbone des ventes d'énergie produites et achetées (scopes 1, 3.3.D, 3.15) ;
3) -32.5% d'autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (scopes 3.1, 3.2, 3.3.A et B).

Il convient de noter qu'ENGIE a retenu un objectif de réduction de l'intensité carbone liée à la génération (scopes 1 et 2) qui va au-delà des exigences SBTi pour le "*Well below 2°C*" avec un engagement de -66% au lieu de -55%.

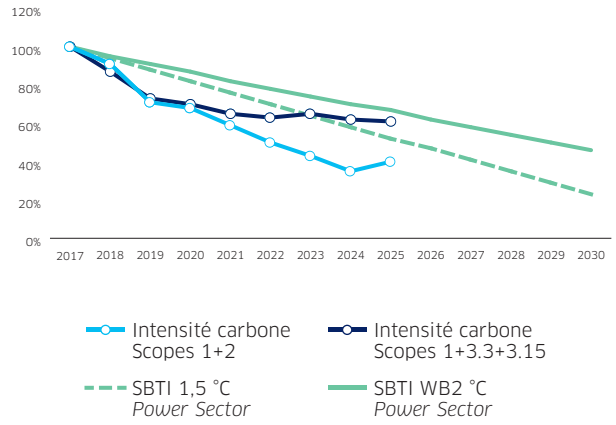
Le rapport d'avancement sur les objectifs de la certification *Well-below 2 °C* est disponible ci-dessous :

	Base year 2017	Résultat 2025	Objectif 2030
#1	304 g CO_2 éq./kWh	-59%	-66%
#2	327 g CO_2 éq./kWh	-39%	-56%
#3	132 Mt CO_2 éq.	-35%	-32,5%

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

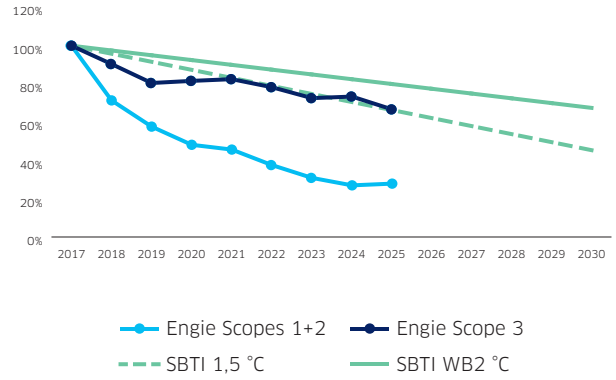
Être aligné 1,5 °C selon la guidance *Power* de la SBTi supposerait de fixer la réduction de l'intensité carbone de la production d'énergie du Groupe à 78% vs 66% actuellement sur la période 2017-2030. À une si brève échéance, un tel ratio supposerait la vente de nombreux actifs thermiques en Europe qui, s'ils étaient fermés, mettraient en péril la sécurité du système électrique auquel ils sont raccordés. Ils continueront donc à émettre des gaz à effet de serre et ENGIE a fait le choix de ne pas céder ces actifs européens pour s'engager dans leur décarbonation. Sur les ventes d'énergie, la trajectoire 1,5 °C nécessiterait d'augmenter l'objectif de réduction lié aux ventes d'énergie (électricité et chaleur) de -56% à environ -80% entre 2017 et 2030.

Guidance secteur *Power* SBTi, intensité GES *(g CO_2 éq./kWh)*



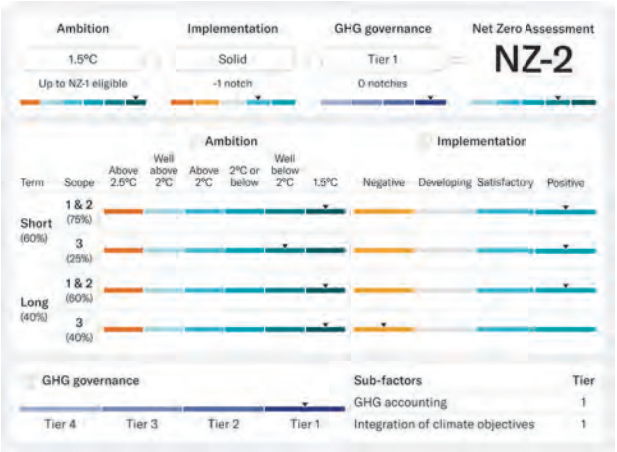
À noter qu'ENGIE appartient à la fois aux secteurs *Power* et *Oil & Gas* (pour ses activités d'infrastructures et de ventes de gaz représentant environ 34% des émissions totales du Groupe en 2025), pour lequel la guidance sectorielle n'a pas encore été publiée. Au-delà de la guidance *Power*, le Groupe répond aux critères d'une trajectoire 1,5 °C de la *guidance* globale - tous secteurs confondus (réduction de 4,2% / an).

Guidance globale SBTi, émissions GES absolues *(Mt CO_2 éq.)*



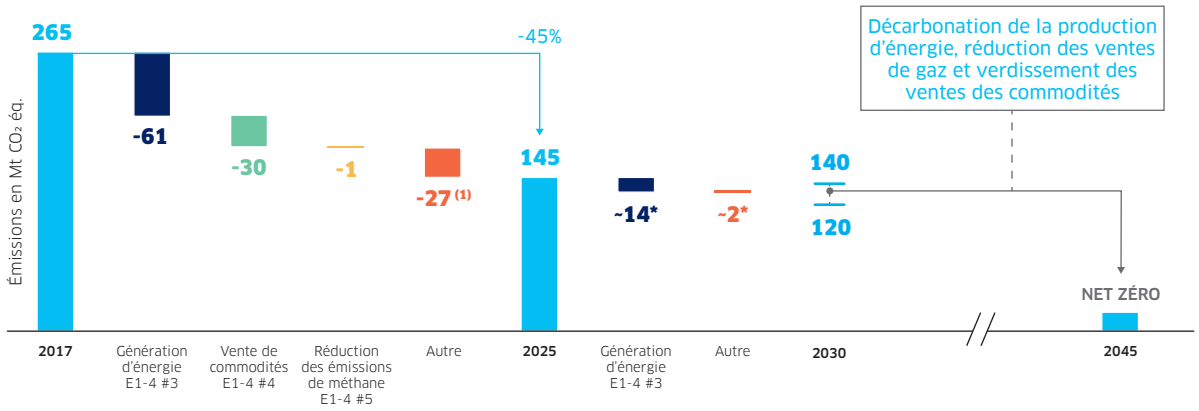
Détails sur l'évaluation *Transition Pathway Initiative* : La *Transition Pathway Initiative* (TPI), partenaire de la Climate Action 100+, considère aussi le Groupe comme aligné 1,5 °C à l'horizon 2030 (analyse basée sur le scénario Net Zero Émissions de l'Agence Internationale de l'Energie). Au-delà de 2030, la TPI considère qu'ENGIE suit une trajectoire *Well-below 2 °C*. Comme pour la SBTi, cet écart d'alignement avec le scenario 1,5°C vient du fait qu'en plus du secteur *Power*, ENGIE fait aussi partie du secteur *Gas* qui se décarbone plus lentement. Ainsi, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que l'objectif d'atteinte du *Net Zéro doit être* 2050 pour le secteur *Oil & Gas*, versus 2040 pour le secteur *Power*.

Détails sur l'évaluation Moody's : Moody's a évalué le plan de transition d'ENGIE avec la note NZ-2, correspondant à une ambition alignée avec une trajectoire 1,5 °C et un niveau solide sur l'implémentation des objectifs. Une synthèse de l'évaluation est disponible ci-dessous, le rapport complet étant par ailleurs sur le site de Moody's (https://ratings.moodys.io/products/nza).



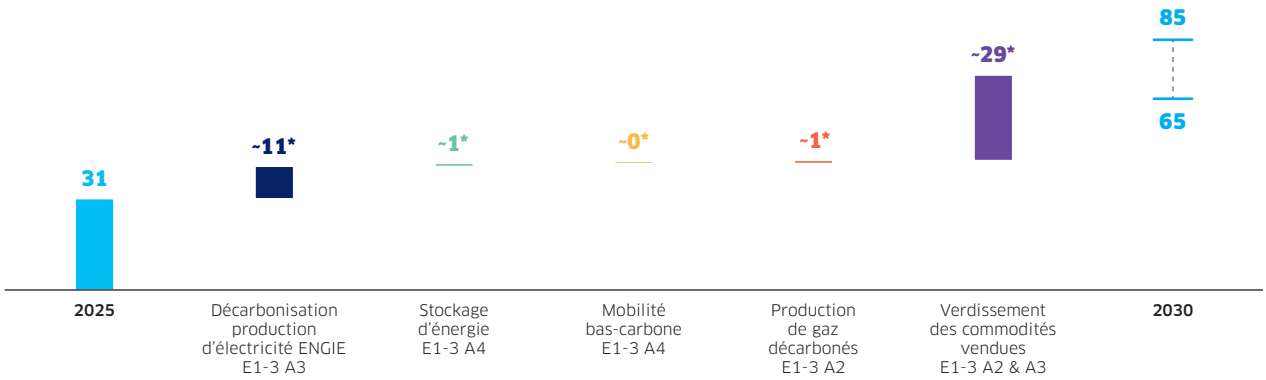
Rapport de progrès sur les cibles

Cibles #1 : évolution des émissions de GES totales

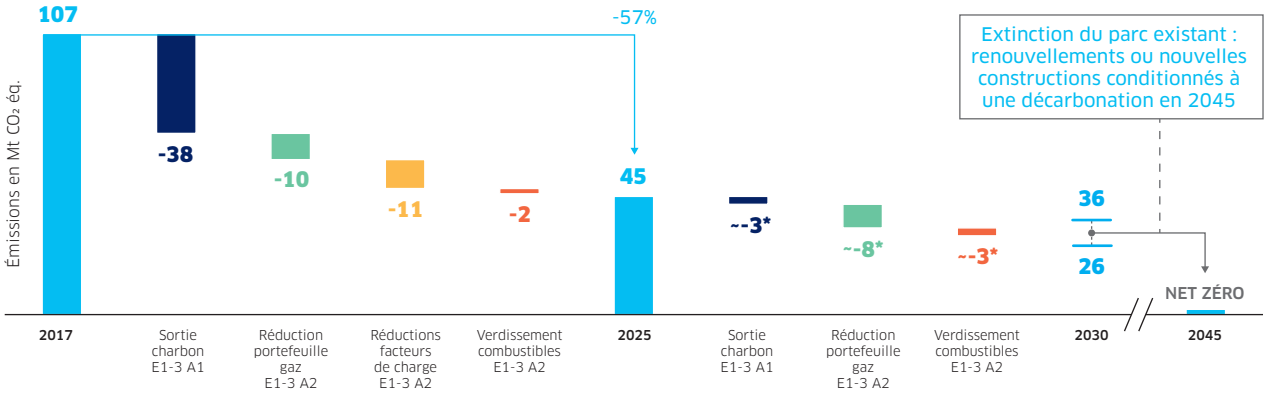


(1) Cette évolution inclut une réduction de 14 Mt CO_2e sur la chaine amont des achats de combustible (catégorie 3.3.A) car moins de charbon et gaz consommés ; de 13 Mt CO_2e sur la chaîne amont des achats de produits et services (catégories 3.1 et 3.2) car moins de volumes d'achat et un changement méthodologique ; et de 1 Mt CO_2e sur le scope 1.

Cibles #2 : évolution des émissions évitées

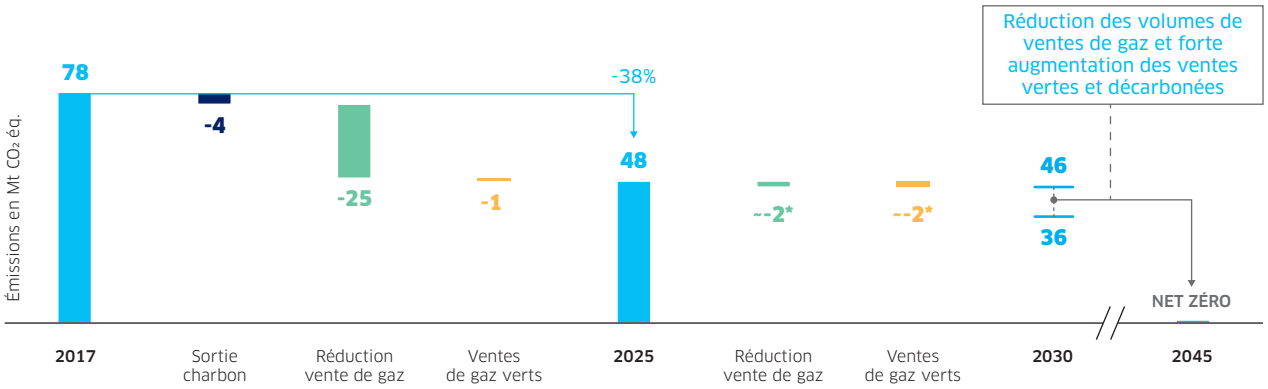


Cible #3 : évolution des émissions de GES liées à la production d'énergie (scopes 1 et 3.15)



* *Ces données sont des estimations prospectives mises à jour annuellement lors du Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT). Elles n'ont pas valeur d'objectif et sont partagées dans une démarche de transparence du Groupe vis-à-vis de l'externe.*

Cible #4A : évolution des émissions des GES liées à la vente de combustibles (énergies et combustibles) (scope 3.11)



* *Ces données sont des estimations prospectives mises à jour annuellement lors du PAMT. Elles n'ont pas valeur d'objectif et sont partagées dans une démarche de transparence du Groupe vis-à-vis de l'externe.*

Informations non matérielles mais importantes pour le Groupe

Cible #5 : réduire les émissions de méthane des infrastructures gaz (scope 1)

Les émissions de méthane des infrastructures gaz représentent moins de 1% du bilan carbone (4% du scope 1) en 2025 et sont par conséquent considérées comme non matérielles. Elles sont liées aux infrastructures gaz contrôlées ou opérées par le Groupe et sont principalement dues aux procédures de sécurité de mises à l'évent.

L'année 2025 marque un tournant puisque toutes les infrastructures gazières contrôlées ou opérées sont à présent membres de l'OGMP 2.0 (Oil & Gaz Methane Partnership, initiative gérée par le Programme des Nations unies pour l'Environnement, qui vise à minimiser les émissions de méthane et partager un cadre de *reporting* reconnu internationalement).

En Europe l'activité de stockage de gaz de Depomures a rejoint l'initiative OGMP 2.0 cette année, en Amérique latine ce sont Gasoducto Norandino et ENGIE Stream Chile qui ont également adhéré. Ces activités rejoignent ainsi nos entités en France (GRDF, NaTran, Elengy et Storengy), en Roumanie (Distrigaz Sud Retele) et en Amérique Latine (Mejillones au Chili, TAG au Brésil et les DSO & TSO au Mexique) déjà engagées dans cette initiative.

Au-delà des engagements de ces entités, ENGIE se donne comme objectif global de réduire de 50% les émissions de méthane liées à ses infrastructures gaz (transport, distribution, terminaux méthaniers et stockage) consolidées dans le monde entre 2017 et 2030.

Oil & Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP) visant à réduire les émissions de méthane

GRDF	**Intensité de CH_4 (1) de 0,125%** d'ici à 2025
naTran	**-80% d'émissions de CH_4** en 2025 par rapport à 2016
storengy	**-40% d'émissions de CH_4 en France ; -45% au Royaume-Uni ; -35% en Allemagne** en 2025 par rapport à 2016
elengy	**-30% d'émissions de CH_4** en 2025 par rapport à 2015
DISTRIGAZ SUD RETELE	**Intensité de CH_4 (1) de 0,093%** d'ici à 2028
DEPOMURES ENGIE	**est membre OGMP**
gnl mejillones	**-40% d'émissions de CH_4** entre 2023 et 2028
TAG ENGIE	**-50% d'émissions de CH_4** en 2030 par rapport à 2023
ENGIE Mexico	**-47% de réduction absolue d'émissions de CH_4** en 2029 par rapport à 2023
ENGIE Gasoducto Norandino	**est membre OGMP**
ENGIE Stream (Chile)	**-40% de réduction d'émissions de CH_4** en 2029 par rapport à 2024

(1) *Émissions de CH_4/volume de gaz distribué.*

Projets d'absorption et d'atténuation des GES financés au moyen de crédits carbone [E1-7]

Récapitulatif des objectifs

[E1-7 61] ENGIE s'est engagé en mai 2021 à être Net Zéro sur ses trois scopes d'ici à 2045 en réduisant d'abord ses émissions de GES d'au moins 90% puis en contribuant à l'accroissement des puits de carbone au sein et au-delà de sa chaîne de valeur afin de neutraliser ses émissions résiduelles. Le Groupe s'est par ailleurs engagé à être Net Zéro sur ses pratiques de travail à horizon 2030.

Pour rappel, toutes les cibles de réductions d'émissions de GES sont à comprendre en émissions brutes (émissions induites séparées des émissions séquestrées). De manière générale, les objectifs de réduction des émissions sont définis indépendamment de la compensation.

Les solutions mises en place

[E1-7 57] À court terme (2030), le Groupe utilisera principalement des crédits carbone de solutions de séquestration carbone fondées sur la nature (telles que l'afforestation, la reforestation, l'agriculture régénératrice ou les mangroves). Les crédits carbone seront certifiés par des standards reconnus tels que le label Bas Carbone ou Verra VCS, et en 2025, plusieurs contrats d'achat long terme de crédits de séquestration carbone ont été signés.

Ainsi en France, avec plus de 1400 hectares déjà plantés, ENGIE est l'un des plus importants contributeurs de projets d'afforestation et de reforestation certifiés par le Label Bas Carbone, un standard développé et géré par le Ministère de la Transition Ecologique.

Fort de cette expérience positive, ENGIE développe un programme similaire d'afforestation au Royaume-Uni sous le Woodland Carbon Code, où plus de 300 hectares ont déjà été plantés.

ENGIE s'est également engagé à acheter des crédits carbone de haute qualité environnementale, alignés sur des standards alignés avec les principes de l'Integrity Council for the Voluntary Carbon Market, standard de qualité de référence pour le marché des crédits carbone, en Colombie et au Mexique.

Tous ces projets ont fait l'objet de due diligence poussées, incluant des visites de site, pour s'assurer qu'au-delà de leur impact climatique, ils génèreront des impacts positifs pour la biodiversité et les communautés locales.

À plus long terme (2045), ENGIE s'appuiera également sur des solutions technologiques d'émissions négatives comme la capture et le stockage de CO2 biogénique du fait de son intégration au sein de la chaîne de valeur de la production d'énergie.

Les résultats 2025

[E1-7 56, 57, 58, 59] En 2025, le Groupe n'a pas généré de séquestration et stockage carbone dans ses opérations ou dans sa chaîne de valeur. Il a cependant annulé 76 252 t CO_2 de crédits carbone pour son propre compte. Les volumes significatifs commenceront à partir de 2030, pour délivrer l'objectif Net Zéro sur les pratiques de travail.

À noter que le Groupe annule aussi des crédits pour le compte de ses clients, et parfois via des offres de produits compensés. Dans ces cas, le Groupe respecte bien l'ensemble des règlementations locales.

Total des absorptions carbone d'ENGIE et *reversal* associé 2025	**0 t CO_2**
Total des crédits carbone utilisés en 2025 pour le compte d'ENGIE	**76 252 t CO_2**
dont crédits de type absorption carbone	34%
dont crédits de type émissions évitées	66%
dont crédits reconnus utilisant des standards de qualités (1)	100%
dont crédits émis en Europe	22%

(1) Gold Standard, Verra VCS, Label Bas Carbone, Woodland Carbon Code etc.

Tarification interne du carbone [E1-8]

[E1-8 62, 63] Le Groupe dispose de deux mécanismes liés au prix du carbone qui sont décrits ci-après :

- **Prise en compte des prix des quotas** (notamment EU ETS en Europe) lors des modélisations de l'évolution du système énergétique européen à 2050. Ces derniers ont un impact direct sur les projections de prix de l'énergie qui sont au cœur de toutes les décisions stratégiques, budgétaires et d'investissements du Groupe en Europe. En particulier, pour les tests de dépréciation réalisés annuellement sur les actifs du Groupe, les valeurs recouvrables dans les états financiers sont déterminées à partir des projections des flux monétaires futurs (voir Note 13.4 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés). Ces derniers se basent sur les projections de prix de l'énergie, lesquels utilisent le prix carbone comme hypothèse centrale (valeur spot au 31/12/2025 de 87 €/t). Le tableau ci-dessous synthétise par ailleurs la part des émissions du Groupe couverte par les quotas EU ETS.

Quota EU ETS en 2025	
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 1	76%
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 2	0%
Taux de couverture des émissions de GES brutes scope 3	0%

- **Ajout d'une contribution interne carbone** afin de financer la future absorption carbone nécessaire pour atteindre les objectifs Net Zéro du Groupe (à partir de 2030). Cette dernière mettra à contribution toutes les entités consolidées du Groupe, avec un financement au prorata de leurs émissions scopes 1, 2 et 3. Cette contribution commencera à partir de 2030 et évoluera en fonction du volume nécessaire de carbone à séquestrer et du prix d'acquisition de la séquestration carbone.

3.1.2.1.5 Enjeu adaptation au changement climatique

Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique [E1-3]

[E1-3 26 ,29] Pour chaque action, le champ d'application est le périmètre consolidé ainsi que les entités comptabilisées selon la méthode de mise en équivalence.

[MDR-A 68A], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Horizon temporel
A6. Assurer la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique Inclusion du risque climatique dans les critères de sélection du portefeuille géographique et technologique du Groupe (au niveau national et local)	Amélioration de la résilience climatique du Groupe à un niveau stratégique	2050
A7. Assurer la résilience des sites en local Analyse du risque climatique et mise en place de plans d'adaptation lorsque nécessaire pour l'ensemble des nouveaux projets et des sites existants (process BD et process ERM Adaptation)	Amélioration de la résilience climatique du Groupe à un niveau local	2050

Cibles liées à l'adaptation au changement climatique [E1-4]

[E1-4 AR31 , 34a, b, c, d] Afin de répondre à ses impacts, risques et opportunités matériels vis-à-vis du changement climatique, le Groupe s'est fixé les cibles suivantes :

Les objectifs liés au déploiement des processus d'adaptation climatique au sein d'ENGIE	Résultat 2025	Objectif	Horizon de l'objectif
Part des sites existants ayant fait l'objet d'une analyse des risques physiques	53%	100%	2025
Part des sites existants soumis à un risque climatique matériel disposant d'un plan d'adaptation	85%	100%	2026
Part des nouveaux projets avec seuil de validation Comex et Conseil d'Administration intégrant une analyse de risque climat avant décision d'investissement	89%	100%	2026

La mesure de l'atteinte à l'objectif a débuté en 2025.

L'objectif de part des sites existants ayant fait l'objet d'une analyse des risques physiques n'a pas été atteint en 2025 principalement car les sites renouvelables en dessous d'un seuil arbitraire de puissance installée (20 MW) ont été exclus de l'exercice 2025. Cette simplification a été faite afin de prioriser les plus grands sites qui mécaniquement montrent plus d'exposition au risque climatique. En 2026, de nouvelles méthodes seront développées afin de permettre un suivi plus fin de l'objectif.

3.1.2.1.6 Indicateurs climatiques [E1-5, E1-6]

Consommation d'énergie et mix énergétique [E1-5]

[E1-5 38] Les informations concernant la consommation d'énergie et le mix énergétique sont les suivantes :

Consommation d'énergie et mix énergétique (en GWh)	2025 Périmètre consolidé[1]	2025 Périmètre mis en équivalence[1]	2024 Périmètre consolidé[1]	2024 Périmètre mis en équivalence[1]
1) Consommation de combustible provenant du charbon et des produits à base de charbon	8 441	867	4 679	6 685
2) Consommation de combustible provenant du pétrole brut et de produits pétroliers	2 319	759	2 409	819
3) Consommation de combustible provenant du gaz naturel	87 147	120 471	91 752	123 956
4) Consommation d'autres sources fossiles	8 883	-	8 608	-
5) Consommation d'électricité, de chaleur, de vapeur et de froid achetés ou acquis à partir de sources fossiles [2]	2 867	1 917	3 516	1 232
6) Consommation totale d'énergie fossile	**109 657**	**124 014**	**110 965**	**132 691**
Part des sources fossiles dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	64%	94%	52%	100%
7) Consommation provenant de sources nucléaires	**52 204**	**7 293**	**87 394**	**-**
Part de la consommation provenant de sources nucléaires dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	30%	6%	41%	0%
8) Consommation de combustible provenant de sources renouvelables y compris la biomasse (comprenant également des déchets industriels et municipaux d'origine biologique, du biogaz, de l'hydrogène renouvelable, etc.)	9 274	296	8 376	239
9) Consommation d'électricité, de chaleur, de vapeur et de froid achetés ou acquis à partir de sources renouvelables [2]	1 122	8	4 976	51
10) Consommation d'énergie renouvelable non combustible autoproduite	na	na	na	na
11) Consommation totale d'énergie renouvelable	**10 396**	**304**	**13 352**	**291**
Part des sources renouvelables dans la consommation totale d'énergie *(en %)*	6%	0%	6%	0%
CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE[3]	**172 257**	**131 612**	**211 710**	**132 982**

(1) Les consommations d'énergie des entités consolidées dans les états financiers du Groupe servent de base au calcul des émissions de GES liées à la production d'énergie comptabilisées en scope 1. Les consommations d'énergie des entités consolidées en mises en équivalence dans les états financiers du Groupe servent de base au calcul des émissions de GES liées à la production d'énergie comptabilisées en scope 3.15 [E1-6 44].

(2) En 2025, ENGIE a précisé sa méthodologie de reporting des émissions liées à la chaleur. En prenant en compte ce changement, les données 2024 totales de consommation reportées dans les points 5) et 9) (scopes 1 & 3) auraient été respectivement de 4543 GWh et 1596 GWh. Les consommations de chaleur sont reportées distinctement dans le scope 2 des achats de chaleur pour revente reportés dans le scope 3.

(3) Les consommations d'énergie sont une des composantes du calcul des émissions de GES pour la production d'énergie (scopes 1 et 3.15), indicateurs vérifiés avec avis d'assurance raisonnable par les Commissaires aux Comptes pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).

La consommation totale d'énergie du Groupe (scope 1) a diminué de 19% par rapport à 2025 portée par la baisse de la production des actifs nucléaires du groupe en Belgique en 2025 avec la mise à l'arrêt de 3 réacteurs : Doel 1, Doel 2 et Tihange 1. Les deux réacteurs encore en service (Doel 4 et Tihange 3) ont été prolongés jusqu'en 2035 et sont détenus par la société Be-Nuc, détenue à 50% par l'état belge et à 50% par Engie.

A noter qu'en 2025, la consommation de charbon du Groupe a augmenté par rapport à 2024. Cette augmentation est liée à la hausse de la demande électrique au Chili, pays où Engie détient des actifs de production électrique alimentés au charbon.

[E1-5 39] La ventilation entre la production d'énergie renouvelable et non renouvelable est la suivante :

	2025	2024
Production d'énergie renouvelable - scope 1 *(en GWh)*	88 911	90 697
Production d'énergie renouvelable - scope 3 *(en GWh*	16 889	14 930
Production d'énergie non renouvelable - scope 1 *(en GWh)*	86 305	100 559
Production d'énergie non renouvelable - scope 3 *(en GWh)*	70 946	73 015

[E1-5 40] L'intensité énergétique sur la base du produit net est la suivante :

	2025	2024
Consommation totale d'énergie (Scope 1) *(en GWh)* (1)	172 257	211 710
Chiffre d'affaires *(en millions)*	71 944	73 812
Intensité énergétique sur la base du chiffre d'affaires *MWh / millions*	2 394	2 868

(1) Les consommations d'énergie sont une des composantes du calcul des émissions de GES pour la production d'énergie (scopes 1 et 3.15), indicateurs vérifiés avec avis d'assurance raisonnable par les Commissaires aux Comptes pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).

Émissions brutes de GES des scopes 1, 2, 3 et émissions totales de GES [E1-6]

[E1-6 44] À noter que l'ensemble des objectifs climat du Groupe sont détaillés dans la Section 3.1.2.1.4.

En Mt CO_2 éq	2017	2025	2024
Émissions de GES scope 1 □□	**80,5**	**22,2**	**21, 9**
Production d'énergie (1)	76,4	20,8	20,4
Infrastructures gaz	2,6	1,2	1,2
Émissions de méthane des infrastructures gaz	*2,3*	*0,9*	*1,0*
Autres émissions des infrastructures gaz	*0,3*	*0,3*	*0,3*
Autres activités	1,5	0,2	0,3
Pourcentage d'émissions de GES scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés	42%	76%	73%
Émissions de GES scope 2			
Scope 2 – *Location-based* □□	0,9	0,5	0,5
Scope 2 – *Market-based*	na	0,5	0,8
Émissions significatives de GES scope 3	**183,6**	**122,6**	**134,7**
3.1 Achats de biens et de services	14,9	3,5	3,2
3.2 Biens d'investissement	2,9	1,4	1,8
3.3 Activités relevant des secteurs des combustibles et de l'énergie (non incluses dans les périmètres 1 et 2)	58,0	44,1	48,9
Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (3.3.A. / 3.3.B. / 3.3.C)	*32,0*	*18,3*	*19,5*
Production d'énergie achetée pour la revente aux clients finaux (3.3.D.)	*26,0*	*25,8*	*29,4*
3.6 Voyages d'affaires	-	0,0	0,0
3.7 Déplacements domicile-travail des salariés	-	0,1	0,0
3.11 Utilisation des produits vendus (ventes de combustibles)	77,6	47,7	52,6
3.15 Investissements dans des entreprises mises en équivalence	30,2	25,7	28,1
Production d'énergie (1)	*30,2*	*24,6*	*27,2*
Autres activités	-	*1,1*	*0,9*
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *LOCATION-BASED*	**265,1**	**145,2**	**157,2**
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *MARKET-BASED*		**145,3**	**157,5**

□□ Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).

(1) L'indicateur "Émissions de GES pour la production d'énergie, scopes 1 et 3.15 (en Mt CO2 éq.)" est vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7). La production d'énergie des entités consolidées en mise en équivalence présentée en scope 3.15 ne prend en compte que les émissions de GES de scope 1 pour ces entités sur les données présentées pour 2024 et 2025.

L'intensité carbone de la production d'énergie (scope 1) est de 121 kg CO_2 éq./MWh éq. en 2025 pour 107 kg CO_2 éq./MWh éq. en 2024.

Les émissions de GES du Groupe ont diminué de 12 Mt CO_2 éq. en 2025. Cette baisse est principalement liée à la diminution des émissions liées aux volumes de gaz et d'électricité vendus par le groupe (scopes 3.3.A/3.3.D/3.11) et aux impacts des sorties d'actifs fossiles (scope 3.15).

A noter qu'Engie a cédé en janvier 2025 15,66% de sa participation initiale de 33% dans la société SAFIEC, société qui exploite la centrale thermique de SAFI au Maroc. Engie a annoncé viser une sortie du capital d'ici à 2027 dans le cadre de sa stratégie de désengagement du charbon. Avec un pourcentage de participation à 17,67% à partir de la date de cession, la société SAFIEC est sortie du périmètre de consolidation et par conséquent ses émissions de GES ne sont plus comptabilisées dans le bilan carbone du Groupe. Pour information, les émissions liées à la centrale thermique de SAFI rapportées au taux de participation 2025 d'Engie sont estimées à 1 Mt CO_2 éq.

[AR46j] Le Groupe a par ailleurs émis 3,8 Mt CO_2 biogénique en 2025 (scopes 1 et 3 confondus) contre 3,4 Mt CO_2 biogénique en 2024.

[E1-6 AR54] L'intensité des GES sur la base du chiffre d'affaires est la suivante :

	2017	2025	2024
Émissions totales de GES *Location-based (en Mt CO_2 éq)*	265,1	145,2	157,2
Émissions totales de GES *Market-based (en Mt CO_2 éq)*	na	145,3	157,5
Total Chiffre d'affaires [1] *(en millions)*	65 029	71 944	73 812
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *LOCATION-BASED* *(EN TCO_2ÉQ.)*/CHIFFRE D'AFFAIRES *(EN MILLIONS D'EUROS)*	**4 000**	**2 019**	**2 129**
ÉMISSIONS TOTALES DE GES *MARKET-BASED* *(EN TCO_2ÉQ.)*/CHIFFRE D'AFFAIRES *(EN MILLIONS D'EUROS)*		**2 019**	**2 133**

(1) Selon le chiffre d'affaires présenté dans la Note 7 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

Éléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions totales de GES du Groupe

[AR39a] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES (scopes 1, 2 et 3), le Groupe s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Standards* (version 2004) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069).

[AR39b] Les principales hypothèses et éléments méthodologiques retenus dans l'établissement du bilan des émissions de GES du Groupe sont décrits ci-après pour chacun des scopes 1, 2 et 3.

[AR39c] Le bilan des émissions de GES du groupe inclut les émissions des gaz à effets de serre du Protocole de Kyoto : CO_2, CH_4, N_2O et gaz fluorés.

[AR39d] 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 derniers mis à jour et publiés par le *Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat* (GIEC), considérés sur une échelle de 100 ans.

Périmètre

[AR40] Le périmètre du reporting du bilan des émissions de GES du Groupe inclut le même périmètre de consolidation que les états financiers consolidés du Groupe, c'est-à-dire les filiales contrôlées (intégration globale à 100%) et activités conjointes à hauteur de la quote-part de détention de l'actif, à l'exception des entités des activités de trading ainsi que les titres des filiales non consolidées car non significatives en termes d'impact environnemental. Ce périmètre est complété par la contribution des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. (entreprises associées et coentreprises). À noter qu'il n'a pas été identifié de cas où ENGIE pourrait avoir le contrôle opérationnel selon l'interprétation des ESRS et du *GHG Protocol*, dans les entités non contrôlées par le Groupe.

[AR41] Les émissions de GES du Groupe sont présentées en détaillant pour le scope 1, les émissions liées à la production d'énergie et les émissions des infrastructures gaz et pour le scope 3, les émissions des activités des secteurs des combustibles et de l'énergie et l'utilisation des produits vendus (ventes de combustibles) en lien avec les activités du Groupe.

Scope 1

Émissions de scope 1 vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).

[AR43a] Les émissions de GES du Groupe pour le scope 1 regroupent les émissions liées à la combustion fixe et mobile, les émissions liées aux processus et les émissions fugitives. Les calculs des émissions s'appuient sur les données opérationnelles remontées par les installations sur les différents combustibles utilisés.

Le Groupe réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie ses besoins en électricité et ainsi se substitue à la consommation d'électricité du réseau nécessaire pour le processus de fabrication d'acier. La réglementation en vigueur impose aux producteurs d'acier la combustion des gaz de procédé, celle-ci se faisant usuellement par torchage par les industriels. En intervenant pour valoriser en énergie les gaz résiduels produits dans le cadre de ses process de production, Engie évite que ces gaz, qui représentent un volume de 8 Mt CO_2 pour l'année 2025, soient torchés. ENGIE ne génère pas d'émissions de CO2 supplémentaires dans le cadre de cette valorisation. Le GHG Protocol ne prenant pas en considération ce cas spécifique, ENGIE choisit d'appliquer la norme ISO14404:2024 -Méthode de calcul de l'intensité de l'émission de dioxyde de carbone de la production de la fonte et de l'acier, qui confirme la responsabilité de l'aciériste sur les gaz sidérurgiques et leur prise en compte dans ses émissions de gaz à effet de serre. Par conséquent, le Groupe exclut les émissions de GES liées aux gaz sidérurgiques de son scope 1 pour les trois installations de production d'électricité concernées : DK6 en France et Knippegroen et Rodenhuize en Belgique.

S'agissant de gaz résiduels, un sous-produit, et non d'un combustible avec une chaîne d'approvisionnement, le Groupe ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible en scope 3. Les émissions associées au gaz naturel consommé dans ces installations, en complément du gaz sidérurgique lorsque ce dernier ne suffit pas à répondre aux besoins en électricité de l'industriel ou à l'initiative d'ENGIE lorsque les conditions de marché sont réunies, sont comptabilisées dans le scope 1 du Groupe.

[AR43b] Les facteurs d'émissions utilisés sont calculés sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy – 2006*).

[AR43c] Le Groupe intègre dans le reporting des émissions de GES les émissions biogéniques de CO_2 résultant de la combustion ou de la biodégradation de la biomasse et inclut les émissions d'autres types de GES, notamment le CH_4 et le N_2O.

[AR43d] Les émissions de GES reportées par le Groupe n'intègrent pas les absorptions ou les crédits carbone achetés, vendus ou transférés, ou les quotas de GES.

[AR43e] Pour les activités qui rentrent dans le cadre de la réglementation EU-ETS, les émissions reportées en scope 1 suivent la même méthodologie.

[AR44] Pour le calcul du pourcentage d'émissions de GES du scope 1 relevant de la réglementation EU-ETS présenté précédemment, le Groupe :

- prend en compte les émissions de GES des installations qu'il opère et qui relèvent de la réglementation EU-ETS ;
- inclut les émissions de CO_2, CH_4, N_20 et gaz fluorés ;
- suit les mêmes périodes de reporting annuel pour les émissions GES scope 1 et les émissions relevant de la réglementation EU-ETS ;
- calcule le pourcentage en appliquant la formule : (émissions de GES (en t CO_2 éq.) provenant des installations relevant de la réglementation EU-ETS + ETS nationales + hors EU ETS) / (total des émissions GES scope 1 en t CO_2 éq).

Scope 2

Émissions de scope 2 location based vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).

[AR45] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES scope 2, le Groupe :

- s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Standards* (document d'orientation scope 2 version 2015) ;
- inclut les achats d'électricité, de vapeur, de chaleur et de froid ;
- exclut du scope 2 les émissions reportées dans les scopes 1 et 3 pour éviter une double-comptabilisation ;
- applique pour les stations de pompage-turbinage les mêmes principes que pour les batteries conformément aux préconisations de la taxonomie européenne. Ainsi, la consommation d'électricité correspond à la différence entre l'électricité fournie par le réseau et celle restituée sur le réseau. Cette dernière n'est par conséquent pas comptabilisée dans la production d'électricité du Groupe ;
- applique pour le scope 2 les méthodologies *location-based* (quantification sur la base de facteurs d'émissions moyens de la production d'énergie pour des emplacements géographiques définis) et le *market-based* (quantification sur la base des émissions de GES émises par les producteurs auprès desquels le Groupe achète contractuellement de l'électricité groupée avec des instruments ou des instruments contractuels seuls) ;
- communique les émissions biogéniques de CO_2 résultant de la combustion ou de la biodégradation de biomasse séparément des émissions GES du scope 2 le cas échéant ;
- n'inclut pas dans le calcul des émissions GES de scope 2 les absorptions, les crédits carbone achetés, vendus ou transférés, ou les quotas de GES.
- En 2025, le Groupe a précisé sa méthodologie de calcul des émissions liées à la chaleur. Désormais, les consommations de chaleur sont reportées distinctement dans le scope 2 des achats de chaleur pour revente reportés dans le scope 3.

Scope 3

[AR46] Pour l'établissement du bilan des émissions de GES scope 3, le Groupe :

- s'appuie sur les principes, exigences et orientations du *GHG Protocol Corporate Value Chain (scope 3) (Version 2011) et* décompose ses émissions totales de GES de scope 3 selon les 15 catégories définies par le *GHG Protocol* ;
- procède chaque année à la réévaluation des émissions de scope 3 pour chacune des catégories publiées ;
- identifie et publie les catégories significatives du scope 3 par rapport aux émissions totales de GES du Groupe et selon les critères définis par le *GHG Protocol* ;
- exclut du reporting du bilan carbone présenté pour le Groupe les catégories d'émissions de GES du scope 3 suivantes en raison de leur caractère non significatif par rapport au total des émissions de GES reportées par le Groupe ou non pertinent compte tenu du périmètre d'activité du Groupe :
  - scope 3.4 "Transport de marchandises amont et distribution",
  - scope 3.5 "Déchets produits lors de l'exploitation",
  - scope 3.8 "Actifs en *leasing* amont",
  - scope 3.9 "Transport de marchandises aval et distribution",
  - scope 3.10 "Transformation des produits vendus",
  - scope 3.12 "Fin de vie des produits vendus",
  - scope 3.13 "Actifs en *leasing* aval",
  - scope 3.14 "Franchises" ;
- précise ci-après les données sources utilisées :
  - scope 3.1 "Achats de biens et de services" et scope 3.2 "Biens d'investissement" : ces deux catégories sont les seules à ne disposer d'aucune donnée primaire (4,1% du scope 3). Elles sont calculées sur la base des dépenses comptabilisées sur l'exercice annuel,
  - scope 3.3 "Activités relevant des secteurs des combustibles et de l'énergie (non incluses dans les scopes 1 et 2)" : cette catégorie inclut la "Chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (3.3.A, 3.3.B. et 3.3.C.)" et "Production d'électricité achetée pour la revente aux clients finaux (3.3.D.)" :
    - pour "la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité" : le Groupe utilise tous les volumes de combustibles consommés ou vendus des entités consolidées (combustions du scope 1 et ventes de la catégorie 3.11) ; ainsi que tous les volumes d'énergie consommés ou perdus des entités consolidées (scope 2),
    - pour "la production d'énergie achetée pour la revente aux clients finaux (3.3.D.)" : le Groupe utilise tous les volumes d'énergie (électricité, chaleur et froid) vendus aux clients finaux, en séparant les types de commodités (renouvelable, décarboné ou provenant du réseau). Pour éviter des doubles comptage avec les émissions GES liées à la génération d'énergie, un *netting* par pays est effectué pour ne représenter que les émissions liées aux ventes de l'énergie qui n'a pas été produite par les installations du Groupe,

- scope 3.6 “Voyages d'affaires” : les émissions de GES liées (transport en avion ou en train) sont calculées soit à partir des données d'émissions de GES fournies par les transporteurs concernés soit à partir de données estimatives si les données d'émissions des transporteurs ne sont pas disponibles. Les données collectées couvrent 97% des salariés du Groupe,
- scope 3.7 “Déplacements domicile-travail des salariés” : les émissions de GES liées concernent les consommations d'énergie des différents moyens de transport utilisés par les salariés sur les trajets domicile-travail (à l'exclusion des véhicules détenus par l'entreprise pour lesquels les émissions de GES liées sont comptabilisées en scope 1). Ces émissions ne peuvent être mesurées de façon précise et les calculs sont basés sur des estimations réalisées à partir soit des données collectées sur les habitudes de transport des salariés (moyens de transport utilisés et distance) soit sur des données moyennes basées sur des benchmarks. Pour l'exercice 2025, les données collectées pour estimer le *commuting* correspondent à environ 60% du périmètre Groupe. Les données collectées ont donc été extrapolées pour être représentatives de l'entièreté du périmètre Groupe. En 2025, ce scope représente moins de 0,1% du total du bilan carbone du Groupe,
- scope 3.11 “Utilisation des produits vendus” (ventes de combustibles à des consommateurs finaux, hors marché) : le Groupe utilise les volumes de combustibles (gaz, biométhane, biomasse) vendus aux clients finaux. 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,
- scope 3.15 “Investissements” : cette catégorie comprend les émissions de scope 1 et de scope 2 des entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence (entreprises associées ou coentreprises). Leurs émissions sont reportées proportionnellement à leur taux de consolidation dans les états financiers du Groupe ;

- précise ci-après les facteurs d'émissions utilisés :
  - concernant les Analyses de Cycle de Vie (ACV) des combustibles et technologies : utilisation de la base ecoinvent 3.9 sauf dans les cas listés ci-après : i) pour l'ammoniac bleu et l'ammoniac vert (*blue* and *green ammonia*), les facteurs d'émission utilisés proviennent de la base Sphera (*1st Life Cycle GHG Emission Study on the Use of Ammonia as Marine Fuel - Sphera 2024 (https://sphera.com/resources/report/1st-life-cycle-ghg-emission-study-on-the-use-of-ammonia-as-marine-fuel/)*), ii) pour le biométhane 1G, les facteurs d'émissions utilisés sont adaptés à partir de la base de données des facteurs d'émissions biogéniques, iii) pour l'hydrogène gris, bleu et vert, le gaz naturel, les gaz de synthèse et le biométhane 2G les facteurs d'émission proviennent des données du laboratoire CRIGEN (département de recherche du Groupe) fondées sur des analyses de cycle de vie,
  - concernant l'énergie (électricité, chaleur, froid) achetée pour la consommation ou la revente : utilisation des facteurs d'émission décrits ci-dessus et des volumes de production par pays communiqués par les transporteurs locaux (exemple : ENTSOE pour l'Europe). Pour les achats de chaleur, utilisation des facteurs d'émission communiqués par la FEDENE (Fédération des services Energie et Environnement),
  - concernant les produits et services achetés : utilisation de facteurs d'émissions appliqués au cas par cas sur les valeurs des dépenses par catégorie d'achat. Les facteurs d'émission utilisés pour l'exercice 2025 sont issus d'un affinage de la méthodologie utilisée jusqu'alors. Le nombre de facteurs d'émissions utilisé a fortement augmenté, de même que leur granularité. La plupart restent à ce stade des facteurs d'émission génériques ou des combinaisons de facteurs d'émission génériques, signe de la faible maturité du marché fournisseur (peu d'entre eux ayant effectué des analyses carbone détaillées sur leurs produits à date).

[AR47] Pour l'établissement du total des émissions de GES présenté précédemment, le Groupe applique les formules suivantes :

Total émissions de GES *location-based* *(t CO_2eq)* = **Gross Scope 1** + **Gross Scope 2** *location-based* + **Gross Scope 3**

Total émissions de GES *market-based* *(t CO_2eq)* = **Gross Scope 1** + **Gross Scope 2** *market-based* + **Gross Scope 3**

Éléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions évitées du Groupe

Le calcul des émissions évitées par les produits et services d'ENGIE suit les principes du *GHG Protocol* et la guidance *WBCSD (World Business Council for Sustainable Development)* mise à jour en 2025. Ces émissions évitées concernent la production d'énergie bas-carbone, de gaz verts, les ventes de commodités vertes (gaz et électricité) et les services de mobilité bas-carbone. Le calcul annuel des émissions évitées pour un produit/service se base sur la différence entre les émissions de GES du produit ENGIE et la moyenne des solutions équivalentes disponibles sur le marché.

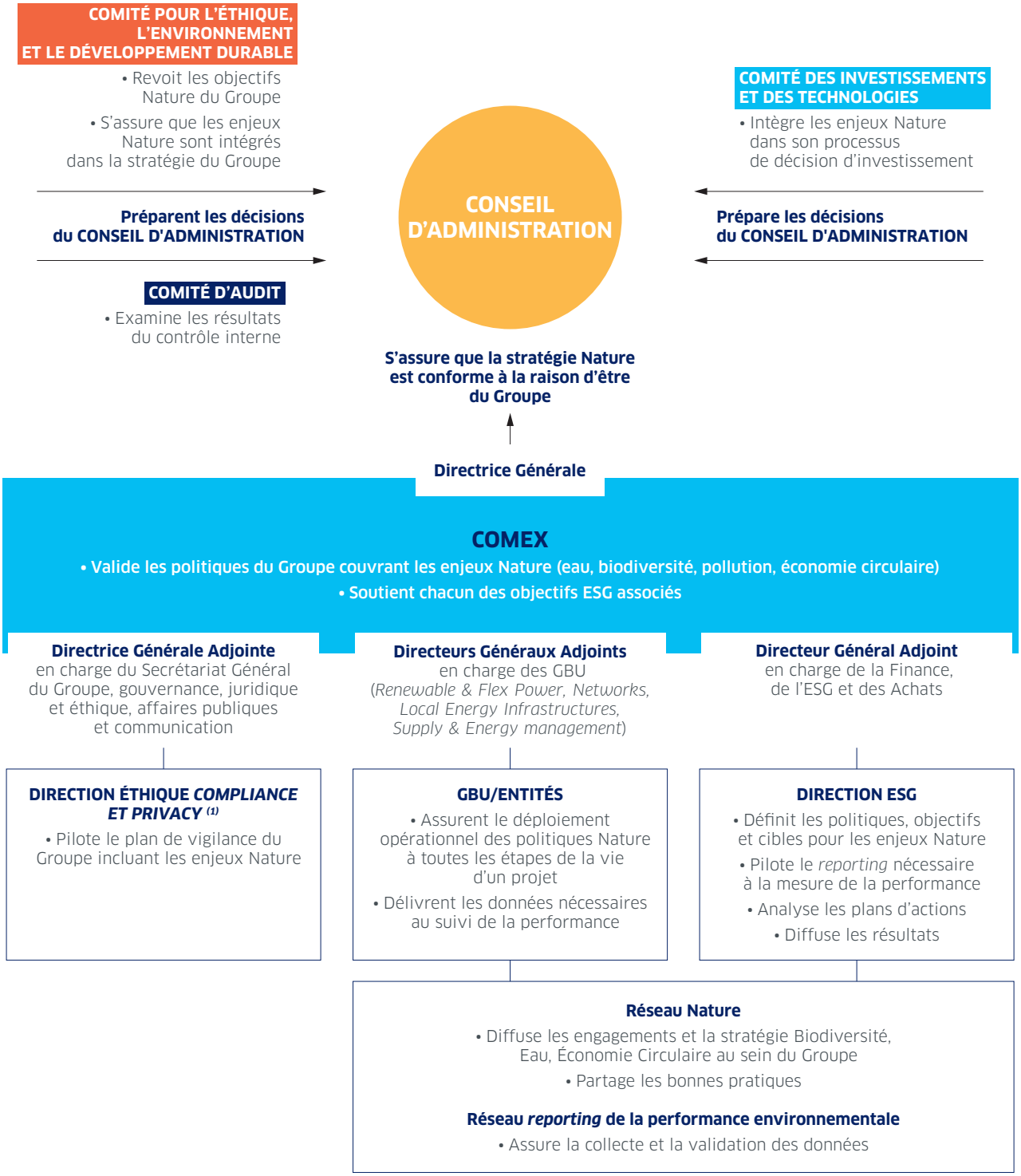
3.1.2.2 Gestion des enjeux nature [E2, E3, E4, E5]

3.1.2.2.1 Gouvernance des enjeux

[MDR-P] [ESRS-2 GOV-1, GOV-2]

La gouvernance des enjeux nature (pollution, eau, biodiversité, économie circulaire et ressources naturelles) est décrite dans le schéma ci-dessous.

UNE GOUVERNANCE NATURE MOBILISANT LES INSTANCES DIRIGEANTES



(1) Rattachée à la Direction Juridique Éthique et Conformité.

3.1.2.2.2 Pollution industrielle [ESRS E2]

Introduction [ESRS-E2 IRO-1, E2-6]

IROs matériels [ESRS-E2 IRO-1]

En matière de pollution, les IRO matériels retenus à la suite d'une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif (E2-I1) :** pollution des sols et de l'eau avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes du fait des opérations directes ou de la chaîne de valeur ;
- **Impact négatif (E2-I2) :** pollution de l'air, du sol et de l'eau dans la chaîne de valeur, y compris dans les zones d'extraction des matières premières, mettant en danger la santé humaine et les écosystèmes ;
- **Impact négatif (E2-I3) :** pollution de l'air engendrée par les rejets de fumées issues de la combustion des centrales thermiques (NOx, SOx, particules et autres) qui peut avoir un impact sur la santé humaine et les écosystèmes ;
- **Impact positif (E2-I4) :** le besoin en surface au sol du solaire, de l'éolien, des batteries ou de l'hydrogène peut permettre de valoriser des terrains pollués et générer des revenus utiles aux efforts de restauration ;
- **Risque (E2-R1) :** risque de réputation en cas d'accident ou de mauvaise gestion des problèmes de pollution ;
- **Risque (E2-R2) :** risque d'amendes, de pénalités, de compensations, voire de ralentissement de l'activité ou de perte du permis d'exploitation en raison du non-respect des réglementations sur la pollution industrielle et de l'impact sur la santé des communautés locales ;
- **Risque (E2-R3) :** affaiblissement ou interruption de la chaîne d'approvisionnement et de la production en raison de l'incapacité des partenaires à se conformer aux exigences environnementales.

Les natures de pollution et les types de sites associés sont :

	Principales pollutions émises	Types de sites potentiellement impactants
Pollution atmosphérique	• Dioxyde d'azote • Dioxyde de soufre • Particules • dans une moindre mesure, Mercure	• Unités de production d'électricité et de chaleur par combustion
Pollution de l'eau	• Variation de température • Trace de désinfectants (chlore, sels)	• Centrales thermiques • Usines de dessalement • Terminaux méthaniers • Unités de production de chaleur
Pollution des sols	• Hydrocarbures Aromatiques Polycycliques (HAP)	• Anciennes usines à gaz

Politique mise en place [E2-1] [MDR-P]

[E2-1 15a, AR11] Le Groupe s'est doté d'une politique visant à réduire et maîtriser les risques de pollution (air, eau, sol) liés à ses activités ou sa chaîne de valeur et contribuer à la protection des personnes et des écosystèmes.

La politique inclut les approches mises en œuvre en matière de :

- prévention de la pollution ;
- dispositif de contrôle ;
- gestion des incidents et des situations d'urgence.

Prévention, réduction et dispositif de contrôle [ESRS E2-1 15a]

ENGIE applique des protocoles de sécurité et des stratégies de gestion des risques, incluant la maintenance préventive et l'utilisation des meilleures techniques disponibles, pour minimiser les risques de pollution de l'air, de l'eau et des sols. Ces actions s'appuient sur des pratiques opérationnelles qui permettent d'éviter, de contrôler et de surveiller les émissions des polluants. Les émissions dans l'air, l'eau et les sols, lorsqu'elles ne peuvent être évitées, sont réduites notamment par le biais de mise en place de système de filtration des fumées, de traitement de l'eau avant rejet ou de système d'étanchéité par rapport au sol.

ENGIE s'efforce d'identifier les potentielles pollutions air, eau et sol générées par les acteurs situés en amont de sa chaîne de valeur au travers des analyses de cycle de vie pour évaluer, par exemple, la pollution potentielle dans les zones d'extraction de matières premières, qui sont souvent sources d'impacts environnementaux. Cette approche permet d'avoir une vision globale des impacts environnementaux et de mieux comprendre l'empreinte écologique complète des activités, de la production des matières premières jusqu'à la fin de vie des produits et services.

Gestion des incidents et situations d'urgence [ESRS E2-1 15c]

En cas d'urgence, des procédures de réponse détaillées sont en place, avec des équipes spécialisées et des plans de gestion adaptés à chaque type de pollution. Des formations régulières renforcent la capacité à gérer efficacement ces situations.

Si un incident survient, des actions immédiates sont prises pour limiter son impact, telles que l'information des communautés affectées, la réduction des émissions et la décontamination. Enfin, après un incident, ENGIE mène des enquêtes pour évaluer les causes, réparer les dommages environnementaux et sanitaires, et mettre en place des mesures correctives pour éviter de futurs incidents.

	Politique anti-pollution
Champ d'application [MDR-P 65b]	Elle s'applique à l'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La politique du Groupe est validée par le Comité Exécutif et mise en œuvre par la Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	ENGIE est membre fondateur du Forum Pollution Transfrontalière du CITEPA. ENGIE respecte les réglementations internationales et locales sur la pollution en surveillant les émissions dans l'ensemble de ses activités. ENGIE se conforme à la directive sur les émissions industrielles de l'Union européenne, qui impose des limites strictes aux émissions de polluants des installations industrielles.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Anti-pollution.pdf

Actions [E2-2]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Intégrer les enjeux de pollution air, eau et sol dans le développement des projets	Diminution des émissions dans l'air de NOx, SO_2 et Particules Prévention et réduction des pollutions dans l'eau et les sols	Toutes les entités industrielles du Groupe	Permanent
Améliorer le diagnostic/inventaire des polluants dans l'air, l'eau et les sols liés aux processus industriels	Meilleure connaissance des substances à surveiller	Toutes les entités industrielles du Groupe	2026
Dépolluer les anciens sites gaziers (AUG : Anciennes Usines à Gaz)	Réhabilitations et cessions terminées	Anciennes Usines à Gaz au portefeuille du Groupe	2026

[E2-2 AR18] [MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessous sont notamment : des dépenses externes de bureaux d'études, la mise en place de système de filtration pour les polluants atmosphériques, le suivi et la mesure des polluants, le traitement de l'eau avant rejet, la réhabilitation des sols, les réparations des dommages en cas de pollution accidentelle.

[E2-2 18] [MDR-A 68e] En 2025, en France, le Groupe a ainsi réalisé les travaux de réhabilitation des sols d'anciennes usines à gaz afin de dépolluer les sites concernés. Parmi ces travaux, on peut citer le site de Vichy Cusset (dont les travaux se sont terminés en 2025), et celui de Brionne (dont les travaux ont démarré en 2025 et se termineront début 2026). Les diagnostics et les plans de cession sont régulièrement mis à jour. Les polluants principaux sont des hydrocarbures, en particulier les HAP et HCT.

Cibles et KPIs [E2-3, E2-4]

Pollution atmosphérique

Mesures et estimations : les émissions liées aux NOx, SOx et 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.

Cibles : [MDR-T] [E2-3 22] Depuis 2022 ENGIE s'est doté d'objectifs volontaires à échéance 2030 pour réduire les émissions de polluants atmosphériques.

Nature et description de l'objectif	Valeur de référence (année de référence)	Reporting 2024	Reporting 2025	Taux de réduction par rapport à l'année de référence	Objectif à 2030	IRO correspondants
Réduction des émissions d'oxydes d'azote (NOx)	92 209 t (2017)	23 223 t	22 656 t	-75%	-75%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2
Réduction des émissions de dioxyde de soufre (SO_2)	159 623 t (2017)	2 859 t	4 387 t	-97%	-98%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2
Réduction des émissions de particules totales (PM)	7 353 t (2017)	2 636 t	3 411 t	-54%	-60%	E2-I1, E2-I3, E2-R1, E2-R2

[MDR-T 79c] Commentaires FY2025

En raison des choix stratégiques et de l'évolution du portefeuille du Groupe, la plus forte décroissance des émissions dans l'air pour ces 4 paramètres s'observe sur la période 2017-2022.

En 2025, les émissions de NOx diminuent grâce à la baisse de la production thermique dans le portefeuille du Groupe. En parallèle, l'augmentation des émissions de SO_2, de particules et de mercure est liée à la hausse de la production des centrales à charbon au Chili pour répondre à la demande du système électrique du pays.

L'augmentation des émissions de particules s'explique également par une plus grande sollicitation que l'année précédente des centrales et chaufferies biomasse au Brésil et en France.

Note méthodologique sur la fixation des cibles :

- **[E2-3 23]** Les objectifs de réduction des émissions d'oxydes d'azote NOx, de dioxyde de soufre SOx, de particules totales PM dans l'air s'inscrivent dans le cadre de l'engagement d'ENGIE en faveur de la prévention et du contrôle des polluants atmosphériques. La réduction des NOx contribue à la lutte contre la pollution de l'air, en particulier pour diminuer l'acidification et l'eutrophisation, ainsi que la formation de smog. L'objectif de réduction des SOx vise à prévenir l'acidification de l'atmosphère, responsable de la pollution acide et des précipitations acides, qui affectent gravement les sols et les écosystèmes aquatiques. Les particules, en plus d'affecter la qualité de l'air, peuvent être associées à des problèmes respiratoires, et leur contrôle est essentiel pour contribuer à l'amélioration de la santé publique.
- **[MDR-T 80f]** Le calcul des cibles est réalisé sur base de la trajectoire définie dans le cadre du plan à moyen terme CO_2. Ces cibles portent sur les activités de production thermique d'énergie et les activités gaz.
- **[MDR-T 80g]** L'élaboration des cibles est réalisée avec les GBU, sur base d'échanges entre pairs, des attendus des standards internationaux (réglementation, TNFD, SBTN) et des questions des agences de notation (Moody's, S&P).

KPIs : [E2-4 28a] Les émissions dans l'air sont :

	Résultats 2024 totaux	Résultats 2024 selon seuils E-PRTR*	Résultats 2025 totaux	Résultats 2025 selon seuils E-PRTR*	Unité
Dioxyde d'azote (NOx)	23 223	18 301	22 656	16 880	
Ratio intensité dioxyde d'azote émis pour la production d'énergie	0,121		0,129		t/GWh
Dioxyde de soufre (SO_2)	2 859	1 868	4 387	3 586	t
Ratio intensité dioxyde de soufre émis pour la production d'énergie	0,015		0,025		t/GWh
Particules totales	2 636	1 507	3 411	2 082	t
Ratio intensité particules émises pour la production d'énergie	0,014		0,019		t/GWh
Mercure	107	31	102	11	kg
Ratio intensité mercure émis pour la production d'énergie	0,0006		0,0006		kg/GWh

* *E-PRTR : Registre Européen des rejets et des transferts de polluants.*

Les valeurs rapportées selon les exigences de la CSRD sont celles répondant aux seuils de l'E-PRTR.

Systèmes de mesure :

- **[E2-4 30b]** Le Groupe utilise des systèmes de surveillance continue des émissions (CEM) pour suivre en temps réel les niveaux de polluants atmosphériques émis par les installations de combustion. Ces systèmes permettent une collecte continue des données sur les polluants émis, assurant ainsi la conformité avec les réglementations environnementales. Le Groupe utilise également des systèmes de surveillance prédictive des émissions (PEM) pour estimer de manière fiable les niveaux d'émissions à partir de paramètres opérationnels.
- Pour les sites soumis à la réglementation européenne, les fréquences et méthodes de mesure respectent la directive relative aux émissions industrielles, ainsi que les recommandations associées dans les BREF (documents de référence européens définissant les meilleures techniques disponibles). Hors Union européenne les fréquences et méthodes de mesure respectent les réglementations en vigueur localement.
- **[E2-4 30c]** Les données concernant les polluants atmosphériques sont collectées annuellement dans le cadre du reporting environnemental du Groupe pour toutes les filiales contrôlées (intégration globale à 100% dans les états financiers) pour lesquelles l'activité est pertinente en termes de mesures d'impact environnemental. Dans l'éventualité de données manquantes lors du reporting, des estimations sont faites sur la base des meilleures informations disponibles à date.

Pollution de l'eau

Cible : [MDR-T] Les indicateurs consolidés relatifs à la pollution de l'eau sont relativement récents, les cibles seront définies après une analyse des indicateurs.

Mesures :

- **[E2-4 30]** Concernant les polluants émis dans l'eau, le Groupe suit les éléments physico-chimiques de l'eau rejetée par des mesures en continu ou par des prélèvements ponctuels en fonction des sites et des éléments recherchés. À titre d'exemple, la température de l'eau rejetée est suivie en continu, alors que la mesure des concentrations en métaux lourds fait l'objet d'échantillonnage ponctuel dans le respect des permis d'exploitation et des normes en vigueur.
- **[E2-4 28a]** Les données concernant les polluants émis dans l'eau sont collectées localement. Un plan d'actions est en cours pour consolider ces informations au niveau Groupe. En 2025, un état des lieux détaillé a été réalisé afin d'affiner le plan d'action nécessaire à la consolidation des données au niveau du Groupe. En 2026, le Groupe prévoit de continuer les analyses et de poursuivre la mise en œuvre de son plan d'action.

Pollution des sols

Cible : Une réflexion est en cours pour définir, le cas échéant, des cibles en matière de pollution des sols.

Mesures :

- **[E2-4 28a]** À l'exception des anciennes usines à gaz, les quantités de polluants dans les sols sont négligeables et relèvent davantage de pollutions accidentelles. En 2025, il n'y a pas eu de pollution accidentelle qui aurait conduit à l'émission de quantités significatives de polluants dans les sols.
- **[E2-4 30b]** Les mesures et méthodologies associées sont adaptées aux circonstances (type de polluant, activité, etc.), que la pollution des sols soit de nature accidentelle ou soit le résultat d'un épisode de pollution passé. Un plan d'action est mis en œuvre pour identifier les mesures à mettre en place.
- Les anciennes usines à gaz (AUG) quant à elles ont fait l'objet d'analyses de sols approfondies dès 1990 permettant de comprendre la nature de la pollution. Ces diagnostics, réalisés par des bureaux d'études externes, mettent en évidence la stabilité des polluants pour les paramètres traceurs des AUG. Des mises à jour de ces diagnostics ont été faites au fil du temps et depuis 2019, l'ensemble des anciens terrains d'usines qui sont aujourd'hui des terrains tertiaires ou vacants restant dans le périmètre du Groupe a été de nouveau analysé, et quand des mesures de suivi et des recommandations ont été préconisées par des bureaux d'études en fonction des résultats, elles ont été mises en œuvre. Ces mesures mises en place peuvent par exemple être des suivis des eaux souterraines au droit du site.

Effets financiers anticipés [E2-6]

[E2-6 40b AR31] En 2025, aucun incident majeur n'a été identifié, que ce soit d'un point de vue impact physique ou financier.

3.1.2.2.3 Eau [ESRS E3]

Introduction [ESRS-E3 IRO-1]

En matière d'eau, les IRO matériels retenus à la suite d'une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif (E3-I1) :** utilisation importante d'eau douce pour assurer le refroidissement des centrales thermiques et nucléaires, ainsi que le fonctionnement des terminaux méthaniers ;
- **Impact négatif (E3-I2) :** consommation importante d'eau pour l'extraction de matières premières, y compris les combustibles ;
- **Risque (E3-R1) :** ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité à la suite des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles dues à des pénuries d'eau, à des températures de rivière inadaptées, à des conflits d'usage, à des restrictions d'usage et à des exigences réglementaires accrues ;
- **Risque (E3-R2) :** amendes et pénalités pour non-respect des réglementations en matière d'utilisation de l'eau ;
- **Opportunité (E3-O1) :** demande croissante de projets de dessalement répondant à des normes environnementales élevées.

[E3-1 11, AR16-18] Les principaux processus d'ENGIE ayant des impacts sur l'eau douce (eau de surface, eau souterraine, eau de pluie, eau provenant de tierces parties) sont :

- les prélèvements d'eau pour toutes les activités ;
- la consommation pour le refroidissement des centrales thermiques et les processus industriels ;
- l'utilisation de l'eau pour la production d'hydroélectricité et le pompage turbinage ;
- l'utilisation de l'eau dans les phases de construction des sites ;
- les rejets d'eau des centrales de production d'énergie.

Le Groupe est donc dépendant de la disponibilité de la ressource en eau douce et des services écosystémiques associés.

Dans la chaîne de valeur amont, l'impact sur la ressource en eau est principalement lié à l'extraction des matières premières et aux processus de transformation.

Politique mise en place [E3-1] [MDR-P]

La politique du Groupe en matière de gestion de l'eau comprend :

- l'évaluation des risques et opportunités liés à l'eau dès la phase de projet ;
- la mise en œuvre d'actions au niveau local avec les parties prenantes impliquées pour atténuer l'impact sur les ressources en eau douce et pour développer des approches innovantes en respectant la logique de la séquence éviter – réduire – compenser ;
- l'évaluation de l'empreinte eau de ses activités sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

[E3-1 12a, AR16-18] La politique couvre les enjeux d'eau douce dans le cadre de l'utilisation de la ressource, du traitement de l'eau, de la prévention et de la réduction des pollutions, du stress hydrique et de la réglementation. Les exigences sont renforcées sur les sites en zones de stress hydrique. La politique couvre également la partie amont de la chaîne de valeur, incluant les enjeux d'eau pour l'extraction des matières premières et la production des combustibles.

[MDR-P]	Politique de gestion de l'eau
Champ d'application [MDR-P 65b]	Elle s'applique à l'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Respect des réglementations internationales et locales en matière d'eau • Membre fondateur du CEO Water Mandate, et engagement dans le *Water Business call to action* • Répondant au *CDP water security* • Engagement dans le BAFWAC (*Business Alliance for Water and Climate*) • Soutien de l'Initiative pour la Gouvernance de l'Eau de l'OCDE
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Eau%20et%20Oc%C3%A9ans.pdf

Focus sur les zones de stress hydrique :

[E3-1 12b, AR16-18] [E3-1 12c, AR16-18] Le Groupe s'engage à :

- identifier les sites industriels soumis à un stress hydrique : Chaque année, le risque lié à l'eau est évalué par la Direction ESG du Groupe à l'aide de l'outil Aqueduct (*World Resource Institute*) sur la base de l'indicateur baseline water stress et les résultats mis à disposition des équipes opérationnelles via une plateforme dédiée. Pour les sites situés dans des zones de stress hydrique extrême ou élevé, une analyse locale est effectuée par les équipes opérationnelles qui définissent des plans d'actions le cas échéant, dans une approche similaire aux normes de l'*Alliance for Water Stewardship,* à savoir au niveau du site et du bassin versant, avec les dimensions opérationnelles, réglementaires et de réputation, en intégrant les parties prenantes et le contexte local. En 2025, 175 sites sont situés en zone de stress hydrique extrême et 114 en zone de stress hydrique élevé. Parmi les sites en zone de stress hydrique extrême, six d'entre eux ont des besoins en eau douce importants (consommation en eau douce supérieure à 100 000 m³/an) et ont mis en place des plans d'actions pour réduire la pression sur la ressource en eau ;
- élaborer des plans d'actions en concertation avec les parties prenantes des bassins versants pour l'ensemble des sites situés en zone de stress hydrique élevé et extrême afin de réduire la consommation d'eau douce et accroître leur résilience.

La présence de sites dans des bassins versants en situation de stress hydrique peut aussi donner lieu à des opportunités business, notamment dans le cadre du partage de l'eau. **[MDR-A 68e]** Par exemple, au Chili, une des centrales thermiques située en zone de stress hydrique extrême, qui utilise de l'eau de mer revend l'eau désalinisée issue de ses processus à une mine située en plein désert pour lui permettre de limiter son impact sur la ressource en eau douce. En 2025, 30472871 m³ d'eau ont ainsi été vendus à cette tierce partie.

Actions [E3-2]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champ d'application	Horizon temporel
Identifier et déployer les leviers d'actions permettant d'agir sur la consommation d'eau douce pour les sites existants	Ratio de consommation d'eau douce par rapport à la production d'énergie de 0,1 m³/MWh, soit -70% par rapport à 2019	Entités industrielles du reporting financier consolidé	2030
Analyser pour chaque nouveau projet à l'étude les risques et opportunités en matière de gestion de l'eau et identifier les actions à mettre en place dans le respect de l'approche "éviter – réduire – compenser".	Réduction des quantités d'eau consommées et des impacts des rejets dans les cours d'eau (modifications physico-chimiques, perturbations des écosystèmes)	Nouveaux projets du Groupe	En continu
Sites en zone de stress hydrique : mettre en place des plans d'actions permettant de contribuer à la réduction de la pression sur la ressource en eau douce à l'échelle des bassins versants	Mise en place de solutions permettant une réduction de l'usage de l'eau douce en concertation avec les parties prenantes locales	Entités industrielles du reporting financier consolidé	2028

[E3-2 AR21] [MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessous sont notamment : des dépenses externes de bureaux d'études, la mise en place de système de récupération d'eau de pluie, la recherche de fuites et leur réparation, la contribution à des actions collectives dans le bassin versant.

[MDR-A 68e] En 2025, tous les projets présentés en comité d'investissement niveau Groupe et Conseil d'administration ont fait l'objet d'une analyses des risques ESG dont les besoins et enjeux liés à l'eau.

Focus sur les actions collectives particulières [E3-2 AR20]

ENGIE est impliqué dans les territoires où il est implanté, auprès des parties prenantes et acteurs de ces territoires, pour contribuer à identifier des actions collectives, améliorer la gestion des ressources en eau et la gouvernance à l'échelle des bassins versants, et ainsi anticiper et réduire les potentiels conflits d'usages de l'eau et les risques physiques et régulatoires associés. À titre d'exemple, au Mexique, le Groupe a développé un projet contribuant à la préservation d'eau douce dans un bassin-versant en zone de stress hydrique extrême.

Cibles et KPIs[E3-3, E3-4]

Cibles : [MDR-T] [E3-3] ENGIE s'est doté d'un objectif volontaire à échéance 2030 pour réduire la pression sur la ressource en eau douce. Cet objectif est basé sur une analyse des risques associés à la ressource en eau douce et permet de réduire l'impact des activités du Groupe sur celle-ci.

Nature et description de l'objectif	Valeur de référence (année de référence)	Reporting 2024	Reporting 2025	Performance par rapport à l'année de référence	Objectif 2025	Objectif 2030	IRO corres-pondants
Réduction de la consommation d'eau douce pour la production d'énergie	0,310 m³/MWh (2019)	0,239 m³/ MWh	0,185 m³/ MWh	-40%	0,150 m³/ MWh	0,100 m³/ MWh	E3-I1, E3-R1, E3-R2

[MDR-T 79c] Commentaires FY2025

Le taux de consommation d'eau douce pour la production d'énergie est supérieur à l'objectif 2025 en raison de la prolongation de l'activité nucléaire en 2025.

La consommation d'eau totale et en zone de stress hydrique diminue par rapport à 2024 grâce à la baisse de la production thermique dans le portefeuille du Groupe (gaz et nucléaire).

Note méthodologique sur la définition des cibles [MDR-T]

- **[MDR-T 80g]** L'élaboration des cibles est réalisée avec les GBU, sur base d'échanges entre pairs, des attendus des standards internationaux (réglementation, TNFD, SBTN), des questions des agences de notation (CDP, S&P) et des échanges avec les investisseurs. La cible liée à la consommation d'eau douce pour l'énergie produite est intégrée aux engagements *act4nature international*. Elle a donc été revue par le comité de relecture d'*act4nature* lors du dépôt des engagements.
- **[E3-3 23c]** Ces objectifs sont en corrélation étroite avec la stratégie d'évolution du portefeuille d'actifs du Groupe. En effet, l'évolution du mix énergétique permet non seulement une décarbonation de la production d'énergie mais aussi une réduction de l'intensité eau.
- **[MDR-T 79]** Ces objectifs répondent au risque R1 identifié de ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité à la suite à des contraintes sur le fonctionnement des sites de production et des activités industrielles en raison de pénuries d'eau, de températures des rivières inadaptées, de conflits d'utilisation, de restrictions d'utilisation et d'exigences réglementaires croissantes, au risque R2 amendes et pénalités pour non-respect des réglementations en matière d'utilisation de l'eau, ainsi que l'impact I1 lié aux besoins en eau important des centrales thermiques et des terminaux méthaniers.
- **[MDR-T 80i, AR24-26]** Les deux KPIs relatifs à l'eau stockée ont été recalculés pour 2024 en raison d'une erreur d'application du taux de consolidation sur une des entités qui doit être intégrée à 35% et non 100%.

KPIs : [E3-4 28a, 28b, 28c, 29] Les résultats de suivi de la performance en matière d'eau sont :

	Résultats 2024	Résultats 2025	Unité
Consommation d'eau totale	59 832 379	45 890 955	m³
Consommation d'eau en zone de stress hydrique	33 388 535	19 698 451	m³
Volume d'eau recyclée et réutilisée	9 407 124	9 503 250	m³
Ratio intensité eau - production d'énergie	0,239	0,185	m³/MWh
Ratio intensité eau - chiffre d'affaires	810,6	637,9	m³/millions €
Quantité d'eau stockée	9 571	10 786	Mm³
Variation dans la quantité d'eau stockée	2 075	3 565	Mm³

Systèmes de mesure :

- **[E3-4 28e, AR29]** Les volumes d'eau sont mesurés sur les sites au moyen de compteurs volumétriques, ou à défaut estimés à partir d'éléments techniques tels que le débit d'eau. La part de volumes d'eau estimés n'est pas disponible au niveau consolidé.
- **[E3-4 28b]** Pour les volumes d'eau en zone de stress hydrique, sont pris en compte les sites situés en zone de stress élevé et extrême. Conformément à la définition du *World Resource Institute*, les volumes d'eau des sites situés en zone aride avec faible usage de l'eau sont assimilés à des sites situés en zone de stress hydrique extrême.
- **[E3-4 28d]** L'eau stockée correspond aux volumes d'eau dans les réservoirs des barrages et sur les sites de pompage-turbinage.
- **[E3-3 22, 23a]** Les cibles et KPIs suivis permettent de mesurer l'efficacité des actions et la mise en œuvre de la politique en matière de réduction de la pression sur la ressource en eau, couvrant les IRO en lien avec les opérations directes du Groupe en matière de consommation d'eau et de risque de ralentissement, arrêt ou diminution de la rentabilité à la suite des contraintes sur le fonctionnement des sites. Plus spécifiquement, le KPI sur la consommation d'eau en zones de stress hydrique permet de mesurer les efforts mis en place par les sites pour réduire la pression sur la ressource.

3.1.2.2.4 Biodiversité et écosystèmes [ESRS E4]

Présentation des impacts, risques et opportunités [SBM 3] - [IRO-1]

Rappel des IROs identifiés

En matière de biodiversité, les IRO matériels retenus à la suite d'une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif (E4-I1) :** impact des chantiers sur les habitats, la flore et la faune (continuité écologique terrestre et aquatique/artificialisation des terres) ;
- **Impact négatif (E4-I2) :** perturbation des milieux terrestres et aquatiques/artificialisation des sols liée à l'exploitation des sites industriels (y compris les parcs éoliens offshore, etc.) ;
- **Impact négatif (E4-I3) :** destruction de la biodiversité sur les sites d'extraction et de transformation des matières premières dans l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe ;
- **Impact positif (E4-I4) :** mise en place de projets de séquestration du carbone ayant un impact positif sur la biodiversité et les écosystèmes (Solutions fondées sur la Nature) ;
- **Risque (E4-R1) :** amendes et pénalités pour non-respect des réglementations environnementales relatives à la biodiversité ([ESRS 2 IRO-1 17. c)] risque de transition) ;
- **Risque (E4-R2) :** diminution de la rentabilité des projets en raison du renforcement des exigences réglementaires, ce qui peut conduire à l'abandon des projets (par exemple, obligations potentielles de mettre en œuvre des mesures de compensation très coûteuses, voire impossibles à mettre en œuvre, ou présence d'espèces protégées) ([ESRS 2 IRO-1 17. c)] risque de transition).

Focus sur les impacts matériels identifiés

[SMB-3 16a] Les activités relatives aux sites prioritaires matériels qui affectent négativement les zones sensibles sur le plan de la biodiversité sont listées dans la Section 3.1.5.5 Liste des sites prioritaires matériels.

[SMB-3 16b] Déclinés au niveau des activités du Groupe, les impacts négatifs matériels en rapport avec la dégradation des terres, la désertification ou l'imperméabilisation des sols sont détaillés comme suit :

Activités	Impacts négatifs matériels en rapport avec la dégradation des terres, la désertification ou l'imperméabilisation des sols
Centrales thermiques	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Usage de l'eau, notamment pour le refroidissement, représentant un enjeu dans les zones sujettes au stress hydrique ou à des périodes de sécheresse régulières
Hydroélectricité	• Rupture potentielle de continuité écologique • Empreinte aquatique
Éolien onshore	• Empreinte aérienne sur les oiseaux et les chauves-souris, rupture potentielle des corridors écologiques • Empreinte au sol liée aux fondations
Éolien offshore	• Empreinte aérienne sur les oiseaux • Empreinte sur la faune et la flore marines en fonction du type d'éolienne (flottante ou fixe) et des câblages nécessaires à la transmission de l'électricité
Solaire (PV au sol)	• Empreinte au sol liée aux fondations • Utilisation de matériaux critiques dans la chaîne amont ayant un impact potentiel sur les sols, l'eau et la pollution des milieux
Géothermie	• Impact sur les sols lors de la réalisation des puits • Impact sur l'eau en fonction du process
Biomasse	• Impact potentiel sur la filière bois • Impacts indirects dans le cadre de la production de biogaz (utilisation de déchets agricoles ou forestiers)
Stockage de gaz	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Impact sur les sols lors de la réalisation des puits
Terminaux méthaniers	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Usage de l'eau, notamment pour le refroidissement, représentant un enjeu dans les zones sujettes au stress hydrique ou à des périodes de sécheresse régulières
Stockage d'électricité en batteries	• Empreinte foncière des sites, rupture potentielle de continuité écologique et artificialisation des sols • Utilisation de matériaux critiques dans la chaîne amont ayant un impact potentiel sur les sols, l'eau et la pollution des milieux
Transport et distribution de gaz	• Dissémination potentielle d'espèces exotiques envahissantes du fait des travaux d'excavation pour la pose de conduites

[SMB-3 16c] L'information relative à l'impact sur les espèces menacées n'est pas consolidée au niveau du Groupe. Elle est traitée au cas par cas localement. Certains projets peuvent interférer avec des espèces menacées. Dans ce cas, les équipes opérationnelles mettent en œuvre les mesures d'évitement et de réduction d'impact, et en dernier recours de compensation.

Cependant, parmi ses critères d'identification de sites prioritaires matériels [SMB-3.16a], le Groupe évalue la proximité aux zones contenant les espèces menacées définies par la Liste Rouge de l'UICN pour l'ensemble des sites.

Liste des sites prioritaires matériels

[SMB-3 16a] La liste des sites prioritaires matériels pour 2025, leur ventilation en fonction des impacts et dépendances identifiés ainsi que la liste des zones sensibles impactées sont présentées en Section 3.1.5.5 Liste des sites prioritaires matériels. À noter que l'état écologique des zones dans lesquels les sites sont situés n'est pas consolidé au niveau Groupe.

Les sites prioritaires matériels sont évalués au regard de cinq critères définis selon cinq niveaux de criticité. Les critères sont les suivants :

- proximité des aires protégées : liste de l'UICN (catégories I à VI), les Zones Clés pour la Biodiversité (KBA), le Programme sur l'Homme et la Biosphère (MAB), la base de données mondiale sur les aires protégées (WDPA) incluant les zones Ramsar et les sites inscrits au patrimoine mondial de l'UNESCO (naturels et mixtes) ;
- liste rouge des espèces menacées de l'UICN ;
- niveaux d'intégrité des écosystèmes (données par le modèle *Globio) ;*
- zones de stress hydrique ;
- classification sectorielle des impacts et dépendances des activités industrielles. À cet effet, le Groupe a utilisé les résultats des travaux d'évaluation des impacts et des dépendances des différentes activités du secteur énergétique sur la biodiversité (*Roadmap to Nature Positive : Foundations for the energy system*) réalisés par le WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) – auxquels ENGIE a contribué.

Le seuil appliqué pour identifier les sites prioritaires matériels est un nombre de niveau de criticité "très élevé" pour a minima quatre critères parmi ceux présentés ci-dessus.

Le retour d'expérience sur le premier exercice d'application de la méthodologie a montré la nécessité d'intégrer des critères d'exclusion afin de s'adapter de manière pertinente aux réalités terrain. Les critères sont les suivants :

- type d'activité non pertinent ;
- l'étude d'impacts environnementale ne fait état d'aucun impact sur la nature ;
- absence de contrôle opérationnel du site ;
- localisation dans une zone fortement urbanisée.

[IRO-1 17b] Analyse des dépendances, à la biodiversité et aux écosystèmes, du Groupe et de sa chaîne de valeur

Elle est basée sur l'utilisation du processus "Évaluer" de la méthode LEAP et les résultats de la mesure de l'empreinte Biodiversité avec l'outil *Global Biodiversity Score.*

Le Groupe a évalué ses dépendances à la biodiversité par une approche sectorielle : stockage de gaz et transport, distribution de gaz et commercialisation, production d'électricité thermique (selon les combustibles), éolienne, solaire, biomasse, hydroélectrique, géothermie ainsi que les services liés à l'eau (dessalement). Le Groupe a utilisé les résultats des travaux d'évaluation des dépendances des différentes activités du secteur énergétique sur la biodiversité réalisés par le WBCSD.

Sur la base de ces critères, les dépendances concernent plus particulièrement les services écosystémiques liés à :

- la disponibilité de l'eau : dépendance de la production d'hydroélectricité envers les cours d'eau et leur régulation, des centrales thermiques en bord de rivière et les stations de pompage-turbinage ;
- la régulation du climat : dépendance de la production d'énergie solaire et éolienne, exposition des activités du Groupe aux aléas climatiques ;
- les matières premières d'origine naturelle : dépendance aux matières premières d'origine naturelle, minérales (charbon, gaz naturel, métaux, terres rares) ou végétales (biomasse forestière ou déchets agricoles) ;
- la qualité des sols : dépendance des activités de réseaux (transport, distribution, chaleur/froid) envers la stabilité des sols assurée par les services écosystémiques de support (filtration de l'eau, biodiversité du sous-sol, etc.), la protection fournie par la couverture végétale.

[IRO-1 17ei -ii - iii] Mobilisation des communautés affectées

Le Groupe réalise au fil de ses projets et opérations des analyses d'impacts environnementales et sociétales de ses activités propres afin d'évaluer entre autres la durabilité des ressources biologiques et des écosystèmes. Localement, au niveau d'un site en opération ou d'un projet, les équipes opérationnelles s'attachent à identifier les communautés affectées et établir un dialogue pour améliorer la compréhension des enjeux locaux et limiter l'impact sur la biodiversité et les écosystèmes. Ce retour d'expérience du dialogue avec les communautés affectées au niveau local a permis de nourrir l'analyse de double matérialité menée en tête de Groupe.

[IRO-1 19a] Sites impactés

Le Groupe opère des sites situés à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de la biodiversité. Ces sites sont identifiés par l'utilisation de la plateforme IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool*) qui permet l'accès à diverses couches de données biologiques mondiales et nationales et en particulier les données relatives aux zones sensibles. Ces zones sensibles sont décrites dans le critère "proximité des aires protégées" dans la partie "Liste des sites prioritaires matériels".

Les opérations du Groupe qui affectent des espèces menacées utilisent aussi cette plateforme pour accéder aux données relatives aux espèces menacées de la Liste Rouge de l'Union Internationale pour la Conservation de la Nature (UICN).

[IRO-1 19b] Mesures d'atténuation

Pour les projets, la nécessité de mise en œuvre de mesures d'atténuation est décidée lors de l'étude d'impact environnementale et sociétale (par exemple la programmation de l'arrêt ou le bridage des turbines d'éoliennes ou encore l'installation de dispositifs afin d'éviter la nidation de certaines espèces dans les zones de chantier).

Les sites en opération intègrent les mesures d'atténuation notamment *via* le recours à une gestion écologique (fauche tardive, éco pâturage, zéro produits phytosanitaires…).

Résilience de la stratégie et du modèle économique de l'entreprise dans le domaine de la biodiversité et des écosystèmes [E4-1]

Les engagements du Groupe comprennent l'intégration de la biodiversité et des écosystèmes dans la planification stratégique et dans le modèle économique du Groupe. ENGIE renforce la résilience sur toutes ses activités et notamment par rapport à leur principale dépendance qui est celle liée à la disponibilité de l'eau douce comme décrit dans la Section 3.1.2.2.3 Eau.

Le Groupe développe une méthodologie d'évaluation de la résilience de ses activités face aux risques physiques et de transition liés à la nature en se basant sur ses propres données stratégiques et opérationnelles couplées aux résultats de ses analyses d'empreinte et méthodologie LEAP.

La description des impacts, risques et opportunités liés à la biodiversité et leurs interactions avec la stratégie et le modèle économique du Groupe sont présentées dans la Section 3.1.1.4.2 Impacts, risques et opportunités matériels.

Politique mise en place [E4-2]

[MDR-P 65a] [E4-2 23a, 23b, 23c]

La politique biodiversité se décline selon quatre axes :

Axe 1 : Empreinte au sol et continuités écologiques

Afin de réduire l'empreinte terrestre ou aquatique, de contribuer à la restauration des corridors écologiques et de réduire la présence des espèces exotiques envahissantes, le Groupe :

- met en œuvre une gestion écologique de ses sites, en tendant à ne plus utiliser les produits phytosanitaires chimiques, fondée sur des pratiques d'entretien adaptées aux cycles saisonniers du vivant et favorisant la biodiversité locale ;
- localise les aires protégées et zones sensibles à proximité de ses sites industriels, à l'aide d'outils mis à disposition de tous ses collaborateurs, identifie et qualifie la proximité de ses sites afin de définir en concertation avec les parties prenantes du territoire, les actions les plus adaptées permettant de réduire au maximum les impacts, voire les transformer en impacts positifs, tout en explorant des outils de certification et de financement innovants ;
- s'engage à appliquer la séquence "éviter, réduire, compenser" partout dans le monde pour le développement des projets.

Axe 2 : Biodiversité et changement climatique

Afin de contribuer à la réduction de la pression sur la biodiversité liée au changement climatique, le Groupe a mis en place une politique climat visant à réduire les émissions de gaz à effets de serre pour ses activités propres, mais aussi pour ses clients et ses fournisseurs (voir Section 3.1.2.1.2).

Le Groupe s'attache à identifier et à mettre en œuvre, lorsque cela est possible, des solutions fondées sur la nature, conformes au standard défini par l'UICN, permettant à la fois de restaurer la biodiversité et les écosystèmes et de s'adapter face aux impacts du changement climatique ou aux catastrophes naturelles.

Axe 3 : Enjeux biodiversité et écosystèmes dans la chaîne de valeur des activités du Groupe

[E4-2 23d, 23e]

Le Groupe agit sur sa chaîne de valeur au travers de la politique d'achat durable pour y inclure la biodiversité : il échange avec les principaux fournisseurs et sous-traitants, les soutient dans les défis liés à la nature (cf. la politique Achats d'ENGIE : https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/politique-achats-responsables). Le Groupe promeut également la transition écologique auprès de ses clients.

Axe 4 : Sensibilisation et partage des connaissances

La sensibilisation et la formation sont des éléments clés dans la démarche d'appropriation de l'importance de la prise en compte de la biodiversité dans le développement de ses activités. Le Groupe déploie des formations en *e-learning* sur le sujet ainsi que la fresque de la biodiversité.

Pour intégrer la protection de la biodiversité au mieux dans le développement de ses activités mais aussi pour contribuer au développement de la connaissance sur la biodiversité au niveau local et international, le Groupe s'appuie sur le maintien et le développement de ses partenariats avec les acteurs de la biodiversité comme par exemple avec le Comité Français de l'UICN et le *World Conservation Monitoring Center* de l'UNEP au niveau corporate Groupe.

Le Groupe favorise l'échange de pratiques au sein de son réseau interne d'experts et praticiens, et soutient et valorise les initiatives opérationnelles visant à développer des solutions innovantes et bénéfiques aux territoires sur tout le cycle de vie de ses activités. De plus, ENGIE mène des travaux sur la mesure de l'empreinte biodiversité des activités et accompagne des thèses et travaux de recherche.

[E4-2 23f]

La politique biodiversité intègre les conséquences des impacts sur les territoires dans lesquels le Groupe agit, conformément à sa politique de dialogue avec ses parties prenantes (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Engagement%20Parties%20Prenantes.pdf) intégrant les communautés affectées, les communautés locales et les peuples autochtones.

[MDR-P]	Politique biodiversité
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Respect des lois et des réglementations environnementales et sociétales applicables aux activités dans les pays où le Groupe intervient ; • Contributeur des objectifs mondiaux issus de la Convention sur la Diversité Biologique de Kunming Montréal, définis dans le Cadre Mondial pour la Biodiversité ; • Engagé dans la Stratégie Nationale Française pour la Biodiversité depuis son lancement ; • Signataire du *pledge* de Cancun en 2016 ; • Adhérent à la campagne "*Make it Mandatory*" portée par Business for Nature lors de la COP 15 de Kunming Montréal en 2022 et "*Now for Nature*" en 2024 ; • Engagé dès 2018 dans la démarche *act4nature*, puis en 2021 dans *Entreprises Engagées pour la Nature* et *act4nature International*. Ces derniers engagements ont été réactualisés en 2023.
Modalité de mise à disposition de la politique	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Biodiversit%C3%A9.pdf

Actions [E4-3]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Développer des plans d'action pour les sites identifiés comme prioritaires matériels	Amélioration continue de la gestion des risques et impacts sur la biodiversité et les écosystèmes des sites en opération	Les entités industrielles du reporting financier consolidé	2028
Appliquer la séquence "éviter-réduire-compenser" sur les projets de développement	Conciliation optimale entre l'aménagement et la réalisation des projets avec les enjeux locaux liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Les projets du Groupe soumis au Comité d'investissement du Groupe et des GBU	2025
Mettre en place une gestion écologique pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe, notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques	Meilleure préservation de l'intégrité de la biodiversité et des écosystèmes sur les sites industriels du Groupe et contribution à la restauration des corridors écologiques	Les entités industrielles du reporting financier consolidé	2030
Mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN)	Identification et mise en œuvre de solutions combinant la résilience des sites industriels et du territoire dans lesquels ils sont implantés avec la préservation et/ou la restauration de la biodiversité et des écosystèmes. Les SfN comptabilisées répondent au standard défini par l'UICN.	Toutes les entités du Groupe, consolidées et non consolidées	2025

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction du type de projet ou de site. En pratique, les principaux coûts encourus pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus sont relatifs à des actions de conservation/préservation, restauration et gestion durable de la biodiversité et des écosystèmes qui nécessitent le recours à l'expertise locale, scientifique et naturaliste de bureaux d'étude écologue et paysager, laboratoires de recherche et universitaires.

[MDR-A 68b] [E4-4 32d] [MDR-T 80c] L'analyse des parties prenantes se fait au niveau local par les sites. La consolidation n'est pas réalisée au niveau du Groupe.

[E4-3 28a] [E4-3 28bi] Les actions de compensation, leur objectif et leurs indicateurs clés sont définis dans l'étude d'impacts réalisée au stade projet. L'information n'est pas consolidée au niveau du Groupe.

[E4-3 28bii] Les impacts financiers (coûts directs et indirects) en termes monétaires, les mesures de compensation de la perte de la biodiversité ne sont pas disponibles au niveau Groupe pour 2025.

[E4-3 28biii] La description des mesures de compensation, précisant notamment la zone concernée, le type de mesure, les critères qualitatifs appliqués et les normes auxquelles correspondent ces mesures ne sont pas disponibles pour 2025.

[E4-3 28c] Le recours aux solutions fondées sur la nature [1] est une action clé du Groupe. Elles font partie des impacts positifs de sa double matérialité et le Groupe les met en œuvre dans ses activités selon le Standard mondial de l'UICN. La conformité à ce standard requiert l'implication des parties prenantes locales en termes de recours à leur expertise environnementale et sociétale mais aussi, lorsque cela est nécessaire, en termes de sensibilisation ou de formation sur des pratiques bénéfiques pour leur développement ainsi que pour la biodiversité locale.

Exemples

[MDR-A 68e] Les Solutions fondées sur la Nature du Groupe validées par le Comité Français de l'UICN en 2025 sont présentées ci-dessous :

- *restauration d'écosystèmes dégradés* : l'objectif du projet Araucaria au Brésil est de valider sur le terrain des modèles de restauration d'écosystèmes dégradés se trouvant au sein de Réserves Légales, dans la région de Parana, en utilisant des espèces indigènes, notamment l'Araucaria, qui est menacé d'extinction. Ces modèles permettent de restaurer des zones qui jusque-là ne produisaient pas de revenus pour les agriculteurs et ne permettaient pas de préserver l'eau et la biodiversité, du fait de leur dégradation importante. Ce projet permet ainsi le développement socio-économique des agriculteurs locaux engagés et répond au défi d'atténuation du changement climatique via la restauration des forêts d'Araucaria ;
- *création d'une aire marine protégée* : la Fondation ENGIE participe au financement d'un projet accompagné par la Fondation Goodplanet pour la préservation de la biodiversité remarquable de l'île de Sainte-Marie, sur la côte Est de Madagascar, en partenariat avec le GRET. Le projet vise à créer une Aire Marine Protégée en gouvernance locale, et comprend des actions de restauration écologique des récifs coralliens et des mangroves permettant d'accroitre la résilience des communautés locales et des écosystèmes face aux impacts du changement climatique et d'améliorer la gestion des risques de catastrophes naturelles. Le projet inclut simultanément le développement d'activités génératrices de revenus durables telles que l'écotourisme communautaire et l'agroécologie renforçant le développement socio-économique ainsi que la sécurité alimentaire des habitants de Sainte-Marie.

(1) *Le concept de solutions fondées sur la nature (SFN) a été défini par l'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN). Ce sont des "actions visant à protéger, gérer de manière durable et restaurer des écosystèmes naturels ou modifiés pour relever directement les défis de société de manière efficace et adaptative, tout en assurant le bien-être humain et en produisant des bénéfices pour la biodiversité".*

Cibles [E4-4]

[MDR-T 78] [E4-4 32C, 32F]

Nature et description de l'objectif	Valeur de référence (année de référence)	Reporting 2024	Reporting 2025	Objectif intermédiaire (année cible)	Objectif (année cible)	Performance par rapport à l'objectif	IRO corres-pondants
Taux de sites prioritaires matériels ayant un plan d'actions	/ (2020)	84,5%	100%	80% (2025)	100% (2028)	conforme	(E4-I2), (E4-I3), (E4-I4), (E4–R1), (E4-R2)
Taux de projets de développement ayant appliqué la séquence "éviter-réduire-compenser"	/ (2020)	91%	100%	100% des dossiers soumis au Comité d'Investissement (2024)	100% des projets (2025)	conforme	(E4-I1), (E4-I2), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)
Taux de sites en activité couverts par un plan de gestion écologique, notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques	/ (2020)	63%	68%	50% (2025)	100% (2030)	conforme	(E4-I1), (E4-I3), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)
Solutions fondées sur la Nature mises en œuvre (SfN)	/ (2020)	4 (1 en 2023 et 3 en 2024)	6		10 (2025)	non conforme	(E4-I1), (E4-I2), (E4-I3), (E4-I4), (E4-R1), (E4-R2)

[MDR-T 79c] Commentaires FY2025

En 2025, tous les sites en opération identifiés comme prioritaires matériels ont un plan d'actions au regard de leurs enjeux biodiversité et écosystèmes.

L'objectif à horizon 2025 concernant la mise en œuvre des Solutions fondées sur la Nature n'a pas été atteint. Seulement 6 solutions ont été validées par l'UICN. Le niveau d'exigence du standard rend plus complexe l'élaboration et la validation des dossiers.

[E4-4 32a] Les cibles mises en place par le Groupe ne se sont pas basées sur des seuils écologiques.

[MDR-T 80a] Les cibles répondent aux objectifs du Cadre Mondial sur la Diversité Biologique comme décrit dans la politique biodiversité.

[E4-4 32b] Les cibles du Groupe sont alignées sur le cadre mondial de Kunming Montréal, la stratégie de l'UE ainsi que les dispositifs réglementaires nationaux. Le Groupe inscrit sa stratégie biodiversité dans une démarche *Nature Positive*. Fin 2023, le Groupe a renforcé et réactualisé ses objectifs et engagements à l'horizon 2030 afin de les renforcer et de les adapter à la trajectoire *Nature Positive* [1] mondiale.

[E4-4 32d] Les cibles s'appliquent sur tous les pays où le Groupe opère.

Évaluation de l'efficacité des cibles [MDR-T 79a]

- L'efficacité des plans d'actions des sites prioritaires matériels est mesurée par les responsables ESG au niveau des pays lors de la campagne annuelle de reporting ;
- l'application de la séquence "éviter, réduire, compenser" pour chaque projet est évaluée dans le cadre des Comités d'investissement du Groupe et des GBU ;
- la pertinence des Solutions fondées sur la Nature est mesurée au travers de la grille de critères du standard UICN.

Indicateurs d'impact concernant l'altération de la biodiversité et des écosystèmes [E4-5]

[E4-5 35] L'application de nouveaux critères opérationnels dans la méthodologie d'identification des sites matériels prioritaires a fait évoluer le nombre de sites identifiés. En 2025, 25 sites prioritaires matériels se trouvent à l'intérieur ou à proximité de zones sensibles sur le plan de la biodiversité. Ces sites occupent une surface totale de 1134,44 hectares. Cette surface a augmenté par rapport à 2024 principalement du fait de l'identification de 8 nouveaux sites matériels dont la plupart sont des parcs éoliens.

[E4-5 38] Le Groupe ne dispose pas d'indicateurs correspondants aux vecteurs d'impacts du changement d'affectation des terres, du changement d'utilisation des eaux douces et/ou du changement d'utilisation de la mer.

(1) *Selon l'initiative Nature Positive (2023), la définition est : "Stopper et inverser la perte de nature d'ici 2030 par rapport à 2020, et parvenir à un rétablissement complet d'ici 2050".* Nature-Positive *représente un résumé ambitieux, inclusif et intuitif des objectifs sociétaux en matière de nature, y compris le Cadre mondial de Kunming-Montréal pour la diversité biologique (KMGBF) de la Convention sur la diversité biologique.*

3.1.2.2.5 Utilisation des ressources et économie circulaire *[ESRS E5]*

Introduction [IRO-1]

[ESRS-E5 IRO-1 11a,11b AR1-6] L'analyse de double matérialité menée en tête de Groupe a conduit à l'identification des impacts, risques et opportunités (IRO) suivants regroupés en trois sous-enjeux.

1) Un sous-enjeu sur la pression sur les ressources naturelles avec :
   - **impact négatif** : la pression sur les ressources, les conflits d'utilisation et les enjeux géopolitiques (par exemple, concurrence avec l'alimentation pour la production de biométhane, concurrence avec le bois, etc.), notamment pour les matériaux critiques utilisés par les énergies renouvelables en relation avec les impacts liés aux ressources **[AR7b]**, au maintien du statu quo **[AR 7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**,
   - **impact positif** : la réduction de la demande de ressources résultant (i) de la réduction de la demande d'énergie grâce à l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques liée aux opportunités de l'économie circulaire **[AR7d],**
   - **risque** : le risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels sur les projets d'énergie renouvelable en raison de contraintes d'approvisionnement liées aux ressources utilisées **[AR7b]** et au maintien du statu quo **[AR7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**,
2) Un-sous-enjeu sur la réutilisation des actifs industriels avec :
   - **opportunité** : la réutilisation et la mise à niveau des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique (ex : charbon converti en biomasse, infrastructures gazières adaptées à l'hydrogène et au biogaz, éoliennes) en relation avec les opportunités matérielles liées à l'économie circulaire **[AR7d],**
   - **opportunité** : la forte demande de réseaux de chaleur et de froid et de méthanisation à partir de ressources locales (biomasse, géothermie, chaleur fatale, fumier,...) en relation avec les opportunités matérielles liées à l'économie circulaire **[AR7d].**
3) Un sous-enjeu sur le démantèlement des actifs industriels avec :
   - **risque** : l'augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés liée au maintien du statu quo **[AR7c]** ou aux risques liés à la transition vers une économie circulaire **[AR7e]**.

[AR7a] Les principales entités concernées sont : GBU *Renewable & Flex Power* pour le premier sous-enjeu ; les GBU *Networks* et GBU *Renewable & Flex Power* pour le deuxième ; et, pour le troisième, Electrabel, GBU *Renewable & Flex Power* et *Local Energy Infrastructures*.

Politiques, processus [E5-1]

La politique économie circulaire et ressources naturelles a été révisée en 2024 et elle repose sur huit leviers clés :

- écoconcevoir : en incitant à l'écoconception, il est possible de minimiser les impacts environnementaux et sociaux dès l'élaboration d'un produit ou d'un actif industriel en réduisant ainsi l'utilisation de matériaux neufs, incluant les terres rares et matières critiques pour lesquelles il peut exister des tensions, y compris géopolitiques, sur les marchés, notamment dans le secteur des énergies renouvelables ;
- préserver : en réduisant la consommation d'énergie (sobriété et efficacité énergétique en priorité), le Groupe contribue à la préservation des ressources naturelles ;
- optimiser : en combinant par exemple ses flux de matières, de déchets et d'énergie à ceux de ses voisins partenaires, le Groupe peut contribuer à la mise en place d'une "écologie industrielle et territoriale" économe en ressources et en coûts dans une approche gagnants-gagnants avec ses parties prenantes, comme dans le cas de la réutilisation de chaleur ou du recours aux ressources locales ;
- réemployer : en réemployant des produits ou des services, le Groupe réduit la production de déchets ou l'utilisation de ressources naturelles et contribue à la transition énergétique par la réutilisation d'actifs existants (conversion des réseaux de gaz en hydrogène par exemple) qui ne répondent plus aux besoins d'une entité opérationnelle, ou par la récupération de pièces détachées via un stock géré au niveau Groupe ou dans le cadre du démantèlement des actifs ;
- réparer : en prenant en charge les produits usagés, abimés ou en panne comme la réparation des chaudières usagées ou la réparation des panneaux photovoltaïques, le Groupe réduit l'empreinte de ses activités tout en créant des emplois dédiés dans la chaîne de valeur ;
- recycler : en augmentant le taux de recyclage des déchets générés par les activités industrielles et par les opérations de démantèlement, le Groupe transforme des déchets en ressources et limite ainsi la quantité de déchets à éliminer et l'impact sur les ressources naturelles, en lien avec l'identification des filières de recyclage, notamment pour les énergies renouvelables solaires et éoliennes et les batteries ;
- innover : le Groupe est ouvert à d'autres approches visant à renforcer l'économie des ressources, telle que l'économie de fonctionnalité (remplacer l'achat par la mise à disposition d'un bien) par exemple et outille de manière innovante l'aide au processus de prise de décision relative à l'économie circulaire en zone industrielle ;
- responsabiliser : le Groupe utilise les ressources de manière durable via des filières certifiées ou labellisées (par exemple pour la biomasse).

Les métiers du Groupe seront amenés à définir une feuille de route économie circulaire dans les prochaines années en déclinaison de la politique Groupe.

POSITIONNEMENT DES IRO EN REGARD DES AXES DE LA POLITIQUE ECONOMIE CIRCULAIRE ET RESSOURCES NATURELLES

	Axes de la politique							
Impact, risque, opportunité	**Écoconcevoir**	**Préserver**	**Optimiser**	**Réemployer**	**Réparer**	**Recycler**	**Innover**	**Responsabiliser**
Pressions sur les ressources, conflits d'utilisation et questions géopolitiques	•	•	•	•		•	•	
Réduction de la demande résultant (i) de la réduction de la demande d'énergie grâce à l'efficacité énergétique, (ii) de l'écoconception des équipements et (iii) de l'optimisation de l'exploitation des actifs énergétiques	•		•					•
Réutilisation et mise à niveau des infrastructures du Groupe pour soutenir la transition énergétique	•		•	•	•	•	•	
Augmentation des coûts liés au démantèlement des infrastructures et au traitement des déchets générés				•	•	•	•	
Risque de contrepartie/fournisseur en cas d'incapacité à honorer les engagements contractuels					•	•	•	•
Forte demande de DHC et de méthanisation à partir de ressources locales		•	•		•	•		•

[MDR-P]	**Politique économie circulaire et ressources naturelles**
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi qu'à la chaîne amont. Elle couvre les entités du reporting financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Respect des lois et des réglementations environnementales et sociétales applicables aux activités dans les pays où le Groupe intervient • Contributeur au sein d'associations professionnelles d'organisations non gouvernementales (OREE, RECORD, Circul'R) pour favoriser l'échange de bonnes pratiques • Contributeur de Groupe de travail d'organisations patronales françaises (Afep, Medef)
Modalité de mise à disposition de la politique	La politique est publique et disponible sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Economie%20Circulaire.pdf

[E5-1 15a] Dans le cadre du plan de transition climatique décrit en Section 3.1.2.1.3, le développement des énergies électriques renouvelables et du biométhane conduit à réduire la demande en énergies fossiles et donc à réduire l'extraction de ces ressources naturelles (charbon, gaz naturel), répondant ainsi aux impacts positifs et négatifs liés aux ressources naturelles. Par ailleurs, les actions liées à l'écoconception, au recyclage des matériaux (comme des panneaux solaires et des éoliennes) conduisent également à réduire la pression sur l'extraction des ressources vierges. Cette notion désigne les ressources, même renouvelables, dont la surexploitation les menace de pénurie et potentiellement d'épuisement à l'échelle mondiale.

Ainsi, en lien avec l'objectif de réduire la demande en ressources naturelles et de favoriser la réparabilité et le recyclage des actifs, la GBU en charge des énergies renouvelables a adopté au premier semestre 2024 une stratégie de durabilité dont l'un des volets porte sur l'économie circulaire définie par un ensemble de pratiques dont la finalité est de préserver les ressources naturelles, les matières premières et la réduction des déchets. Les actions engagées à ce titre consistent à optimiser l'utilisation des ressources en favorisant le réemploi, la réparation et le recyclage pour un développement compatible avec les enjeux de durabilité.

La stratégie de la GBU repose sur trois axes :

- la transparence : évaluer les risques multiples liés à la fabrication des éoliennes et des modules photovoltaïques tout au long de la chaîne de valeur des matériaux ;
- la réduction des déchets : mieux anticiper la fin de vie des actifs renouvelables afin d'augmenter la valeur générée par les composants mis hors service ;
- les partenariats : favoriser l'utilisation durable des matériaux tout au long des processus de fabrication et de démantèlement des modules des turbines éoliennes et des panneaux photovoltaïques en établissant des partenariats innovants avec les fournisseurs.

[E5-1 15b] S'agissant des approvisionnements durables, ENGIE applique des critères ESG à l'ensemble de ses achats y compris les achats d'énergie, voir Section 3.1.4.2 Achats durables.

Sous-enjeu relatif à la pression sur les ressources naturelles

L'enjeu relatif à la pression sur les ressources naturelles, y compris les matériaux critiques, concerne principalement les activités liées aux énergies renouvelables portées par la GBU *Renewable & Flex Power*.

Actions et ressources [E5-2]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Poursuivre la mise en œuvre du passeport des risques matériaux	Quatre technologies en 2025	Nouvelles études de criticité à la demande des métiers	2030
Développer la récupération d'énergie sur les processus industriels et tertiaires, utiliser les ressources locales	Nouvelles opportunités d'affaires	Activités de la GBU LEI	Action annuelle récurrente

À l'exception des actions en faveur de la récupération d'énergie qui nécessitent des CAPEX (communs avec les plans d'action concernant le changement climatique, et donc alloués à ce dernier), les autres actions nécessiteront des dépenses (OPEX) qui varieront selon l'activité de mise en œuvre ou de suivi des plans d'action pour le Groupe. Étant donné la nature de ces dépenses, les montants sont considérés comme potentiellement n'ayant pas d'impacts financiers significatifs.

[MDR-A 68d] Focus sur les ACV et le passeport des risques matériaux

Les analyses de cycle de vie

Depuis de nombreuses années, ENGIE réalise des études en utilisant la méthodologie normalisée d'ACV. Ces études couvrent la majorité des produits et services fournis par le Groupe tels que la production d'énergie par les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, le stockage d'énergie par les batteries, la production de biométhane, les réseaux de chaleur, etc. Elles permettent d'évaluer les impacts environnementaux à chaque étape du cycle de vie, de l'extraction des matières premières à la production, le transport, l'utilisation et enfin la fin de vie des produits. Cette approche fournit une vision complète des impacts environnementaux et aide à identifier des opportunités d'amélioration et des pistes d'évaluation.

Les études ACV sont réalisées de manière continue par une équipe dédiée du Groupe, utilisant les méthodologies et outils les plus récents. Les ACV précédemment réalisées sont régulièrement mises à jour pour refléter les avancées méthodologiques et les données les plus récentes fournies par le Groupe et/ou ses fournisseurs.

Le passeport des risques matériaux

En plus des études ACV couvrant toutes les chaînes de valeur en termes d'impact environnemental, ENGIE travaille actuellement sur le déploiement d'un outil appelé "Passeport des risques matériaux" qui vise à identifier les risques associés à la consommation de ressources naturelles qui résulte du déploiement des technologies de production et stockage d'énergie. Cet outil a pour objectif d'identifier et d'évaluer les risques associés aux ressources. La méthodologie appliquée permet de couvrir les aspects suivants : disponibilité/rareté des matières premières, criticité des matériaux, substituabilité des matériaux, risques géopolitiques, risques sociétaux et traçabilité des matériaux, etc. Il permet aussi de répondre aux exigences de l'article 24 du Règlement européen du 11 avril 2024 établissant un cadre visant à garantir un approvisionnement sûr et durable en matières premières critiques en termes de préparation aux risques des entreprises.

[MDR-A 68e] Cet outil vise à mieux comprendre et anticiper les risques liés aux matières premières utilisées dans les technologies du Groupe, facilitant ainsi une gestion proactive des approvisionnements. Depuis 2024 neuf technologies au total ont été étudiées, dont quatre ajoutées ou mises à jour en 2025, couvrant 5 familles d'activités : photovoltaïque, éolien, batteries, électrolyseurs et réseau électrique. Cela permet non seulement de contribuer à minimiser les risques, mais aussi à renforcer la position du Groupe dans une économie de plus en plus axée sur la durabilité et la gestion optimisée des ressources. ENGIE développe ainsi une technologie de visualisation qui permettra de faciliter la prise en compte de ces risques lors de la prise de décision.

[MDR-M 77a, 77b] Les données utilisées peuvent provenir de plusieurs sources. En priorité, ENGIE demande à ses fournisseurs les éléments nécessaires. Dans l'éventualité où ils ne sont pas en mesure de répondre à la totalité de la demande, les bases de données internes et les études réalisées par le passé par ENGIE sont utilisées comme sources de données. Finalement, pour les données encore manquantes, des études bibliographiques s'appuyant sur les données publiques et, en dernier recours sur la littérature scientifique et les recherches sont utilisées.

[MDR-A 68e] La récupération d'énergie - exemple d'action

En 2025, le Groupe Lesaffre a signé avec ENGIE Solutions pour installer une nouvelle unité de récupération de chaleur fatale dans son usine de Marcq-en-Barœul. L'ensemble du projet se base sur la complémentarité d'une étape de production à l'autre. Il s'agit de capter la chaleur générée sur le site et actuellement dissipée dans l'air par des tours aéroréfrigérantes, pour la rediriger vers une autre étape de production nécessitant l'usage de chaleur, actuellement générée par une chaufferie gaz. Concrètement, l'installation de deux pompes à chaleur d'une puissance totale de 19 MWth, permettra de transformer la chaleur produite dans l'atelier de fermentation lors de l'étape de multiplication cellulaire des levures et d'en faire bénéficier un autre atelier de l'usine, dédié au séchage des levures. Outre la réduction des émissions de CO_2, ce système permettra également de réduire la consommation d'eau du site, avec 150 000 m³ d'eau économisés par an.

Cibles [E5-3]

[E5-3 24a, b, c, d]

ENGIE ne dispose pas à ce jour de cibles spécifiques au niveau Groupe quant à la minimisation de l'utilisation de ressources naturelles ou de l'augmentation de ressources recyclées. Un travail d'identification sera mené au cours des prochaines années avec les différentes entités. Le Groupe continuera donc à mettre en œuvre son "passeport des risques matériaux" sur d'autres technologies afin de préparer cette identification.

[E5-3 24c, AR17] Afin d'évaluer la criticité des technologies renouvelables avec le Passeport des risques matériaux, le risque a ainsi été étudié, en 2025, pour deux nouvelles technologies à savoir un onduleur et un transformateur, ainsi qu'une mise à jour pour le photovoltaïque. Cette dernière a permis d'améliorer le cas d'étude "TOPCon biface" initié en 2024, en partenariat avec le Commissariat à l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives et l'Institut national de l'énergie solaire. Cela a permis de compléter les données

basées sur la littérature avec des données opérationnelles et de rendre paramétriques un certain nombre de points du "Bill Of Material", méthode couvrant tous les éléments indispensables pour mener à bien un processus de production : conception, production et montage du produit. Ceci permet d'élargir le périmètre des cas d'étude conduits jusqu'à présent.

KPIs [E5-4]

[E5-4 30] Au regard du modèle d'activité du Groupe et des impacts, risques et opportunités identifiés, les principales matières premières entrantes sont le gaz naturel, la biomasse, l'eau et les métaux notamment utilisés dans les technologies des énergies renouvelables. Concernant ces derniers, les études réalisées ainsi que celles en cours, permettent d'identifier une liste de "matériaux types" caractéristiques de ce genre d'installations. Cependant, une vue exhaustive et précise sur chaque matériau présent dans les technologies renouvelables n'est pas disponible. De plus, les études ne couvrent pas l'ensemble des technologies utilisées par le Groupe.

Par exemple, dans le cas des installations éoliennes, les principaux matériaux utilisés incluent l'acier, le cuivre, l'aluminium, le zinc, le plomb, les polymères, les fibres de verre, le béton et les terres rares. En ce qui concerne les panneaux photovoltaïques, leur composition type comprend généralement l'aluminium, le béton, le cuivre, le silicium, le zinc, les terres rares, les plastiques/polymères ainsi que le verre. Les batteries sont composées de matériaux tels que le lithium, le graphite, le fer, le cobalt, l'aluminium, ainsi que des plastiques/polymères, parmi d'autres. Quant aux électrolyseurs, ils contiennent notamment du nickel, du cuivre, de l'acier, du zirconium, ainsi que des plastiques/polymères.

Il est important de noter que, bien que ces matériaux soient typiques des technologies en question, la composition exacte peut varier en fonction des fournisseurs, des innovations technologiques et des évolutions réglementaires. Le Groupe s'efforce donc de suivre de près ces évolutions pour affiner sa compréhension des matières premières utilisées. Des efforts sont également en cours pour inclure toutes les technologies du Groupe dans les études afin de garantir une approche plus complète et systématique de l'analyse des matériaux. Cette démarche assure une analyse rigoureuse des aspects d'Analyse de Cycle de Vie des actifs de production du Groupe à chaque stade des processus et de la chaîne de valeur.

[E5-4 31a, 31b, 31c, AR23, 32, AR24] La nomenclature comptable interne et les données d'achats Groupe ne permettent pas de reporter les données en termes de poids de matériaux achetés et de pourcentage de matière recyclée les composant. Un travail sera mené dans les prochaines années en s'inspirant des pratiques de place du secteur de l'énergie.

Sous-enjeu relatif à la réutilisation et la mise à niveau des infrastructures

La réparation et la réutilisation des actifs est un axe de la politique du Groupe. Ces actions concernent notamment la GBU *Renewable & Flex Power* (exemple de la conversion des centrales du charbon au gaz) et la GBU *Networks* (réutilisation des réseaux de gaz naturel avec du biométhane).

Actions et ressources [E5-2]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68 (A)], [MDR-A 68 (B)], [MDR-A 68 (C)]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Développer le biométhane en Europe (utiliser les ressources locales)	Augmentation de la quantité de gaz vert -issu de matières organiques renouvelables et locales-mis sur le réseau	Activités de la GBU *Networks*	Activité annuelle récurrente
Réparer les actifs pour prolonger leur durée de vie	Diminution des dépenses en OPEX	Toutes activités opérationnelles	Activité annuelle récurrente

À l'exception de l'action en faveur du développement du biométhane, nécessitant des CAPEX (communs avec les plans d'action concernant le changement climatique, et donc alloués à ce dernier), les autres actions nécessiteront des dépenses (OPEX) qui varieront selon l'activité de mise en œuvre ou de suivi des plans d'action pour le Groupe. Étant donné la nature de ces dépenses, les montants sont considérés comme potentiellement n'ayant pas d'impact financier significatif.

Développement du biométhane en Europe

[MDR-A 68a] Le développement des gaz verts et renouvelables contribue non seulement à la décarbonation mais aussi à la préservation des ressources naturelles. Dès 2017, ENGIE a inscrit dans sa feuille de route le développement des gaz renouvelables.

En septembre 2024, ENGIE a renouvelé son partenariat avec l'Institut National de Recherche pour l'Agriculture, l'Alimentation et l'Environnement (INRAE) dans le cadre d'une collaboration déjà active au sein de programmes de recherche nationaux et européens et à travers des contrats de thèses. Cet accord vise à poursuivre le développement des solutions technologiques innovantes permettant une réduction des résidus organiques associée à la production d'énergie renouvelable grâce à la méthanisation, avec prise en compte des impacts environnementaux, sociétaux et économiques. En 2025, ENGIE a poursuivi le développement de la filière biométhane, avec la mise en construction d'unités en France. La dynamique d'injection de biométhane a poursuivi sa forte croissance avec 802 sites comptabilisés fin 2025 en France injectant dans les réseaux de gaz, dont 73 sites mis en injection. durant cette période.

Cibles et KPIs [E5-3]

Nature et description de l'objectif	Reporting 2024	Reporting 2025	Objectif	Performance par rapport à l'objectif
Développer les capacités de production de biométhane en Europe	1,2 TWh	1,2 TWh	10 TWh par an d'ici 2035	12%
Développer les capacités d'injection de biométhane dans les réseaux en France	13,0 TWh	14,5 TWh	50 TWh par an d'ici 2030	29%

Sous-enjeu lié au démantèlement

ENGIE s'attache à une gestion responsable du démantèlement des sites. Le démantèlement des actifs industriels concerne principalement la GBU *Renewable & Flex Power* (centrales charbon ou gaz, éolien, solaire) ainsi que Electrabel pour le secteur nucléaire. Les opérations de démantèlement sont gérées localement.

Actions et ressources [E5-2]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Démanteler les centrales nucléaires en Belgique (Action non encore démarrée)	Unités démantelées selon la réglementation	Les réacteurs de Doel 3 et de Tihange 2 au sein de la filiale Electrabel	2037
Valoriser au maximum les déchets dangereux et non dangereux issus du démantèlement des sites	Hausse du taux de recyclage et de valorisation	Toutes activités opérationnelles	Activité annuelle récurrente

[MDR-A 69b, c] Les coûts et les provisions liés au démantèlement nucléaire à venir sont détaillés en Note 17.2 Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

Précision relative au démantèlement des centrales nucléaires en Belgique

À ce stade, les réacteurs concernés se trouvent en phase d'arrêt définitif qui comprend quatre étapes : le déchargement du réacteur et transfert du combustible nucléaire vers les piscines de désactivation, la décontamination du circuit primaire, l'évacuation du combustible vers les bâtiments d'entreposage temporaires puis l'évacuation des filtres et des résines, le rinçage final des circuits, des piscines, évacuation des déchets, des effluents et des produits dangereux.

Lorsque les activités de la phase de mise à l'arrêt seront suffisamment avancées et que le permis le permettra, Electrabel commencera le démantèlement des installations en 2028, selon le planning actuel. Les activités de démantèlement dans le bâtiment du réacteur détermineront la durée de cette phase.

Toutes les opérations de démantèlement d'installations nucléaires sont soumises aux impératifs de sûreté définis par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN). En parallèle, ce processus de démantèlement induit une gestion des déchets qu'il faudra soit évacuer immédiatement, soit traiter sur les sites avant leur évacuation vers Belgoprocess. Le déclassement d'une centrale nucléaire produit des déchets qui sont à 98% des déchets conventionnels (béton et métaux) qui seront au maximum recyclés et valorisés. Les déchets radioactifs résiduels seront, quant à eux, triés, traités et conditionnés avant d'être transportés vers des centres d'entreposage ou de stockage adaptés à leur nature, conformément à l'accord signé avec le Gouvernement belge.

Précision relative au démantèlement des sites hors nucléaires

[MDR-A 68e] L'année 2025 ne présente pas d'activité significative en termes de démantèlement.

[MDR-A 68a, b] Compte tenu de l'importance croissante de la question de l'accès aux matériaux critiques nécessaires aux énergies renouvelables et des défis anticipés liés à la gestion de la fin de vie des actifs dans les années à venir, il est crucial pour chaque pays de la GBU Renewable & Flex Power de disposer d'une stratégie de fin de vie. Les éléments importants de cette stratégie sont la structuration de l'approche du démantèlement des parcs éoliens et solaires dans la GBU et la mise en œuvre d'une méthode intégrant les exigences environnementales pour gérer les volumes croissants dans les années à venir : anticiper et atténuer les risques financiers associés au démantèlement des actifs, assurer une gestion efficace des coûts, identifier les risques potentiels et se conformer aux réglementations sont les fondements de la stratégie *"end of life"* (EOL).

Les grands principes appliqués par cette GBU sont :

- une mise en décharge zéro : la mise en décharge doit être évitée pour tous les actifs d'énergie renouvelable mis hors service ;
- un démantèlement écologique : mettre en œuvre des pratiques de démantèlement qui réduisent au minimum les incidences sur l'environnement et les perturbations des écosystèmes et des communautés locales ; veiller à l'élimination en toute sécurité de toute matière dangereuse, conformément aux réglementations locales et internationales ;

- une prolongation de la durée de vie : dans la mesure du possible, prolonger la durée de vie des actifs renouvelables et promouvoir l'utilisation de pièces détachées d'occasion ;
- un engagement auprès des parties prenantes : collaborer avec les parties prenantes externes, telles que les entreprises de recyclage et les communautés locales, afin de soutenir et d'améliorer les efforts en matière d'élimination des déchets ;
- un partage des meilleures pratiques : partager les meilleures pratiques et les leçons apprises dans l'ensemble de la GBU afin d'améliorer continuellement les processus de fin de vie ;
- une collecte de données permettant l'établissement de rapports : rendre compte des quantités de matériaux récupérés, recyclés et éliminés, ainsi que des taux de recyclage et de détournement des décharges.

Le recyclage ou le réemploi des turbines éoliennes et des panneaux solaires est un des neuf engagements du label TED (transition énergétique durable).

[MDR-A 68c] Cette opération de recyclage ou réemploi dure six mois en général.

Cibles [E5-3]

Cas des sites nucléaires

[E5-5 39] En Belgique, les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs issus du démantèlement sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui est chargé 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".

Cas des démantèlements de sites hors nucléaires

[E5-3 27 AR20] Dans le cadre des opérations de démantèlement, ENGIE applique les législations locales, nationales voire internationales applicables aux déchets.

[E5-3 24e, 25] Concernant la gestion des déchets liés au démantèlement, ENGIE ne dispose pas de cible, sauf pour la GBU *Renewable & Flex Power* qui vise à recycler au moins 90% des matériaux des panneaux photovoltaïques mis hors service notamment pour récupérer les matériaux de valeur tels que le silicium, le verre et les métaux, et au moins 90% des matériaux des pales d'éoliennes. Un travail avec les autres GBU sera mené au cours des prochaines années.

KPIs [E5-5]

[E5-5 37, 37a, 37d, 38, 38a 38b] Le *reporting* environnemental du Groupe ne distingue pas les types de déchets, leurs quantités, leur destination ou la hiérarchie du mode de traitement des déchets liés aux opérations de démantèlement. Un travail sera mené dans les prochaines années pour répondre à la norme le cas échéant.

Informations non matérielles mais importantes pour le Groupe

Les indicateurs concernant les déchets sont publiés, bien que non matériels au sens de l'analyse de double matérialité, afin d'assurer la continuité avec les publications antérieures du Groupe et de répondre aux attentes des interlocuteurs externes.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2024	ENGIE 2025
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	1 024 545	1 482 878
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	870 972	1 052 150
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs)	t	31 695	38 712
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs)	t	7 021	12 818

Commentaires FY2025

L'augmentation du total des déchets non dangereux résulte principalement de la production d'énergie charbonnée en réponse à la demande en énergie au Chili (cendres), et du développement de la production de biométhane (digestats). Les travaux ponctuels menés sur un site thermique en Belgique expliquent la variation de production des déchets dangereux.

3.1.2.3 Taxonomie européenne

3.1.2.3.1 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 l'adoption du Règlement 2020/852 en date du 18 juin 2020 complété de l'adoption de quatre Actes délégués - (2021/2139) en date du 4 juin 2021, (2022/1214) du 9 mars 2022 et (2023/2485 et 2023/2486) du 27 juin 2023 - d'une taxonomie européenne qui définit les activités économiques réputées durables pour l'environnement. L'adoption le 4 juillet 2025 du Règlement délégué 2026/73 introduit des mesures simplificatrices appliquées par le Groupe ENGIE en ce qui concerne l'allègement des critères génériques permettant de déterminer si une activité économique ne cause pas de préjudice important à la prévention et à la réduction de la pollution ainsi que la simplification des modèles de restitution des indicateurs. L'application ou non du seuil de matérialité pour considérer des activités non significatives sera étudié courant 2026.

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 les activités éligibles, le processus a porté sur l'ensemble des six objectifs visés par la taxonomie : les deux objectifs climatiques concernant l'atténuation du changement climatique et l'adaptation au changement climatique ainsi que les quatre autres objectifs environnementaux : utilisation durable et la protection des ressources aquatiques et marines, transition vers une économie circulaire, prévention et le contrôle de la pollution, protection et la restauration de la biodiversité et des écosystèmes.

L'analyse des activités économiques réalisée sur l'ensemble des six objectifs a permis de conclure que le Groupe est essentiellement concerné par l'objectif d'atténuation, en cohérence avec la raison d'être du groupe et sa stratégie de décarbonation, (voir Section 3.1.5.6 Tableaux Taxonomie). Les activités liées aux autres objectifs, non significatives au regard des indicateurs visés par la taxonomie européenne, sont donc implicitement incluses dans l'objectif d'atténuation déclaré pour le Groupe.

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), (2022/1214) ou (2023/2486). Les principales activités retenues comme éligibles sont celles des activités *Renewable & BESS* (production électrique éolienne, solaire, hydraulique ou géothermale, stockage d'électricité), des activités de *Gas generation* (production d'électricité à partir de combustible fossile), des activités de *Local Energy Infrastructures* (production et distribution de chaleur avec ou sans de cogénération gaz ou biomasse, services d'efficacité énergétique). Pour le périmètre *Networks*, 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 (activité 4.9 – Transport et distribution d'électricité et 4.14 Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelable et à faible intensité de carbone). Pour la production nucléaire, l'accord entre l'État belge et le Groupe portant sur la prolongation des deux unités belges Doel 4 et Tihange 3 détenues à parité entre les parties a été finalisé le 14 mars 2025. Cette structure juridique dédiée est consolidée en mise en équivalence et est donc exclue du champ de la Taxonomie. Ainsi, dorénavant, seuls les droits de tirage détenus sur des centrales françaises qui sont identifiées comme éligibles par EDF le sont également par le Groupe.

Les activités non éligibles concernent principalement les ventes d'électricité et de gaz en tant que commercialisateur [(1)] ou trading, activités exclues du champ de la Taxonomie.

La deuxième étape a consisté à isoler parmi les activités éligibles celles qui avaient 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 g CO_2/kWh en analyse de cycle de vie ne permet pas aujourd'hui de qualifier à lui seul 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- certaines installations hydroélectriques de large capacité sont donc non alignées pour cette raison ;
- 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 est couverte par les politiques environnementales d'ENGIE (voir ESRS E1 à E5 et le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse). L'évaluation de la conformité a été réalisée par les correspondants environnementaux pour chaque activité sur base des principaux éléments suivants :

- l'analyse des risques liés aux changements climatiques (risques physiques), au stress hydrique, à la pollution (NOx, SOx, 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 ESG du Groupe ;
- les certifications EMAS [(1)] ou ISO14001 pour les installations à plus fort impact environnemental comme les sites de production hydraulique.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9

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 par la politique en matière de droits humains qui fait référence aux grands standards internationaux et par les référentiels Intégrité et Conformité Éthique permettant d'établir les procédures de lutte contre la corruption et d'exercice d'une concurrence loyale, ainsi que 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 détaillés dans les Sections 3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires et 3.2 Plan de vigilance, ainsi que sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte et https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Les activités considérées comme alignées sont celles qui répondent favorablement aux quatre étapes décrites ci-dessus. Les résultats font par ailleurs l'objet d'une note de suivi au CEEDD et au Conseil d'Administration.

3.1.2.3.2 Méthode de calcul des indicateurs

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans le présent État de durabilité, 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 (voir Note 7 "Ventes" de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés), c'est-à-dire qu'il exclut le CA des sociétés mises en équivalence (comme Ocean Winds, partenariat avec EDP Renovàveis dans le domaine de l'éolien en mer). Par ailleurs, le chiffre d'affaires issu d'un site de production d'énergie éligible à la taxonomie doit être retenu même dans le cas où la vente finale à un tiers externe est réalisée par le commercialisateur du Groupe (S&EM), et non directement par l'entité productrice de l'énergie durable.

L'indicateur CAPEX défini par la taxonomie est différent de celui retenu par ENGIE (CAPEX) dans son dialogue de gestion et dans sa communication financière au marché (CAPEX de croissance). En particulier, sont exclus par la taxonomie les investissements financiers, dans les sociétés mises en équivalence, ainsi que les cessions *Design Build Own Operate* (DBSO) y compris *tax equity* reçus. La réconciliation entre les CAPEX ENGIE et les CAPEX taxonomie est la suivante (la réconciliation entre les CAPEX et les CAPEX de croissance est présentée dans la Note 5.6 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés) :

Données au 31 décembre 2025 *(en millions d'euros)*	**Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) [1]**	**CAPEX Taxonomie**
Investissements corporels et incorporels	8 183	8 183
Montants reçus au titre des systèmes de tax equity	-916	-14
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels		*-56*
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "Business combinations"		858
Variations de périmètres – Acquisitions	129	
(+) Autres	*2*	
Prise de contrôle sur des filiales nettes de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	653	
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*72*	
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	243	
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 750	
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	-8 523	
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	*-1 058*	
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	*7 410*	
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées		
Droits d'utilisation des actifs (IFRS 16)		612
TOTAL	**7 946**	**9 583**

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

Depuis 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, l'entretien et la réparation, et toute autre dépense directe, liée à l'entretien courant d'actifs corporels. Les résultats 2025 sont présentés dans les trois tableaux ci-après avec une ventilation des résultats par segment, ainsi que les résultats présentés en 2024.

CHIFFRE D'AFFAIRES (CA) 2025 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)
Renewable & Flex Power	8 457	5 325	9 860	86%	54%
Renewable & BESS	5 506	5 322	5 560	99%	96%
Gas Generation	2 951	3	4 300	69%	0%
Networks	906	780	7 992	11%	10%
Local Energy Infrastructures	6 757	5 886	8 831	77%	67%
Supply & Energy Management	57	57	42 495	0%	0%
Dont *Energy management*	0	0	6 626	0%	0%
Dont One BtoB	0	0	23 862	0%	0%
Dont One BtoC	57	57	11 926	0%	0%
Autres	2 316	1 938	2 765	84%	70%
Nucléaire	792	792	539		
Autres	1 524	1 146	2 226	68%	51%
TOTAL	**18 492**	**13 986**	**71 944**	**26%**	**19%**

CHIFFRE D'AFFAIRES (CA) 2024 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)
Renewable & Flex Power	8 643	5 566	10 398	83%	54%
Renewable & BESS	5 860	5 566	6 010	98%	93%
Gas Generation	2 783	0	4 389	63%	0%
Networks	611	547	7 236	8%	8%
Local Energy Infrastructures	6 062	5 228	8 900	68%	59%
Supply & Energy Management	203	203	44 717	0%	0%
Dont *Energy management*	0	0	6 083	0%	0%
Dont One BtoB	0	0	25 174	0%	0%
Dont One BtoC	65	65	13 316	0%	0%
Autres	2 580	2 283	2 560		89%
Nucléaire	890	890	68		
Autres	1 690	1 393	2 492	68%	56%
TOTAL	**18 099**	**13 826**	**73 812**	**25%**	**19%**

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) 2025 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)
Renewable & Flex Power	5 371	4 891	5 438	99%	90%
Renewable & BESS	4 902	4 891	4 941	99%	99%
Gas Generation	469	0	498	94%	0%
Networks	371	283	2 016	18%	14%
Local Energy Infrastructures	761	555	909	84%	61%
Supply & Energy Management	0	0	603	0%	0%
Dont *Energy management*	0	0	279	0%	0%
Dont One BtoB	0	0	121	0%	0%
Dont One BtoC	0	0	201	0%	0%
Autres	117	84	617	19%	14%
Nucléaire	72	72	145	50%	50%
Autres	45	12	472	9%	2%
TOTAL	**6 620**	**5 813**	**9 583**	**69%**	**61%**

Information sur les émissions obligataires vertes

Conformément aux engagements du Groupe, ENGIE procède à l'émission d'obligations vertes (*Green Bonds*) qui répondent aux dispositions du *Green Financing Framework*. Le produit de ces obligations est utilisé pour financer, en tout ou partie, des projets soutenant la transition vers une économie bas carbone, notamment dans les énergies renouvelables.

Pour rappel, selon le *Green Financing Framework* (voir Section 5.3 Obligations vertes), le Groupe dispose d'une période de 24 mois suivant l'émission de l'instrument de financement vert pour allouer les fonds à des Projets Éligibles Verts, ou pour les refinancer le cas échéant (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus) tandis que l'indicateur CAPEX de la taxonomie européenne se calcule sur les investissements réalisés sur la période en cours. En 2025, ENGIE a procédé à l'allocation de produits d'obligations vertes à hauteur de 3,0 milliards d'euros, dont 2,0 milliards d'euros concernent des dépenses engagées au cours de l'exercice 2025 sur des projets de la GBU *Renewable & Flex Power* (solaire, éolien, hydraulique et stockage d'électricité). Les activités visées sont considérées 100% éligibles et alignées, selon les critères de la taxonomie européenne. Par ailleurs, ces produits d'obligations vertes alloués en 2025 incluent 0,6 milliard d'euros de CAPEX engagés sur des exercices précédents et 0,2 milliard d'euros de CAPEX exclus du champ d'application de la taxonomie (entités mises en équivalence et dépenses de R&I).

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT (CAPEX) 2024 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)
Renewable & Flex Power	7 095	6 485	7 250	98%	89%
Renewable & BESS	6 510	6 482	6 559	99%	99%
Gas Generation	585	3	690	85%	0%
Networks	318	267	2 276	14%	12%
Local Energy Infrastructures	751	623	1 074	70%	58%
Supply & Energy Management	9	9	600	1%	1%
Dont *Energy management*	0	0	317	0%	0%
Dont One BtoB	0	0	118	0%	0%
Dont One BtoC	9	9	166	5%	5%
Autres	210	192	1 095	19%	17%
Nucléaire	88	88	336	26%	26%
Autres	122	103	759	16%	14%
TOTAL	**8 382**	**7 576**	**12 294**	**68%**	**62%**

DÉPENSES OPÉRATIONNELLES (OPEX) 2025 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)
Renewable & Flex Power	1 023	760	1 514	67%	50%
Renewable & BESS	785	750	866	91%	87%
Gas Generation	238	10	647	36%	1%
Networks	132	84	816	16%	10%
Local Energy Infrastructures	970	803	1 349	72%	60%
Supply & Energy Management	0	0	105	0%	0%
Dont *Energy management*	0	0	0	0%	0%
Dont One BtoB	0	0	0	0%	0%
Dont One BtoC	0	0	105	0%	0%
Autres	836	593	1 168	72%	51%
Nucléaire	39	39	366	11%	11%
Autres	798	555	801	100%	69%
TOTAL	**2 961**	**2 241**	**4 952**	**60%**	**45%**

DÉPENSES OPÉRATIONNELLES (OPEX) 2024 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)
Renewable & Flex Power	965	699	1 333	72%	52%
Renewable & BESS	700	692	741	94%	93%
Gas Generation	265	7	592	45%	1%
Networks	104	70	953	11%	7%
Local Energy Infrastructures	1 064	921	1 494	71%	62%
Supply & Energy Management	1	1	127	1%	1%
Dont *Energy management*	0	0	0	0%	0%
Dont One BtoB	0	0	0	0%	0%
Dont One BtoC	1	1	127	1%	1%
Autres	275	151	477	58%	32%
Nucléaire	37	37	193	19%	19%
Autres	237	113	285	83%	40%
TOTAL	**2 408**	**1 842**	**4 384**	**55%**	**42%**

ENGIE affiche en 2025, un **chiffre d'affaires** éligible et aligné à la taxonomie stable à hauteur respectivement de 26% et de 19% du fait de la normalisation des activités *merchant*, des CAPEX éligibles à hauteur de 69% et alignés à hauteur de 61%, également stable par rapport à 2024 (68% et 62%), et des OPEX éligibles à la taxonomie à hauteur de 60% et alignés à hauteur de 45%.

Ces chiffres Groupe en 2025 comme en 2024 recouvrent des disparités importantes en fonction des métiers.

Les activités ***Renewable & BESS*** sont en très grande partie éligibles (99% pour le CA, 99% pour les CAPEX) et quasi toutes alignées (96% pour le CA, 99% pour les CAPEX).

Les activités de *Gas Generation* sont majoritairement éligibles mais non alignées à la taxonomie pour le CA (69% et 0%) et pour les CAPEX (94% et 0% en 2025).

Les activités de ***Local Energy Infrastructures*** sont majoritairement éligibles (77% pour le CA, 84% pour les CAPEX) et majoritairement alignées (67% pour le CA, 61% pour les CAPEX).

Les activités ***Networks*** sont minoritairement éligibles et alignées. 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 ***Supply and Energy Management*** (qui vend de l'énergie aux entreprises, et qui propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients) ne sont pas éligibles à la taxonomie, ces activités étant exclues du champ de la Taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité du plan de CAPEX de croissance 2026-2028 (voir 6.1.1.1.3 de la Section 6.1.1 Rapport d'activité) donne un ratio d'éligibilité de 88% et un ratio d'alignement de 84%, nettement supérieurs aux taux calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance). Ces ratios d'éligibilité et d'alignement sur les CAPEX de croissance reflètent l'engagement du Groupe vers une économie neutre en carbone qui se traduit dans ses investissements financiers.

L'analyse taxonomie du plan de CAPEX 2026-2028 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) RETENUES PAR LA TAXONOMIE

	Plan 2026-2028		Plan 2025-2027	
Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renewable & Flex Power	98%	95%	100%	96%
Infrastructures	42%	35%	40%	33%
Autres	11%	10%	36%	36%
Dépenses d'investissement retenues par la taxonomie (CAPEX croissance et maintenance)	**72%**	**68%**	**72%**	**67%**

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT DE CROISSANCE (CAPEX)

	Plan 2026-2028		Plan 2025-2027	
Segment	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renewable & Flex Power	98%	97%	100%	99%
Infrastructures	74%	62%	74%	65%
Autres activités	72%	71%	46%	44%
Dépenses d'investissement de croissance [1]	**88%**	**84%**	**87%**	**82%**

(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 2026-2028 est porté par les dépenses prévues pour les activités des activités *Renewable & BESS* qui représente plus de la moitié des dépenses sur le plan de CAPEX du Groupe.

Les tableaux reprenant les modèles standards pour les informations liées aux données 2025 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne du 6 juillet 2021 amendé par l'annexe 2026/73 se trouvent en Section 3.1.5.6 Tableaux Taxonomie.

3.1.3 Informations sociales [ESRS S1 à S4]

3.1.3.1 Le respect des droits humains [S1-1, S2-1, S3-1, S4-1]

Cette section décrit l'approche droits humains du Groupe et s'applique à l'ensemble des impacts négatifs matériels de type droits humains identifiés dans le cadre de l'exercice de double matérialité. Cet exercice s'est par ailleurs nourri des risques identifiés via le processus de vigilance (voir Section 3.2 Plan de vigilance pour de plus amples informations).

Tous les IROs relatifs au personnel de l'entreprise, aux travailleurs de la chaîne de valeur, aux communautés affectées, et aux consommateurs et utilisateurs finaux, sont décrits dans la Section 3.1.1.4.2. Ces IROs, de même que les engagements, les politiques, les actions, les cibles et les indicateurs du Groupe sont traités dans les sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finaux (Section 3.1.3.6).

Les engagements droits humains du Groupe

ENGIE s'engage (i) à respecter les droits humains de tous les individus et groupes susceptibles d'être affectés par ses activités et (ii) à ce que ses activités soient conduites en conformité avec les plus hauts standards de protection et a minima avec les dispositions des textes internationaux de protection et de défense des droits humains. Ces engagements sont énoncés dans la Politique de vigilance - droits humains du Groupe.

Approche retenue

ENGIE considère que les droits humains doivent fonder la transition énergétique juste, à laquelle ENGIE aspire et qui est au cœur de sa raison d'être. Les activités d'ENGIE ont un impact positif sur de nombreuses personnes et participent au développement des régions dans lesquelles le Groupe opère. ENGIE assure notamment l'accès à l'énergie et favorise l'emploi dans les pays où le Groupe est présent. Toutefois, l'impact positif qu'ENGIE cherche à atteindre ne peut être créé que lorsque les droits des personnes affectées par les opérations et la chaîne de valeur de l'entreprise sont respectés.

Le respect des droits humains est au cœur du Code de conduite éthique d'ENGIE, de ses politiques, notamment sa Politique de vigilance - droits humains, et de son plan de vigilance (voir Section 3.2) pris en conformité avec la loi française sur le devoir de vigilance des sociétés-mères et entreprises donneuses d'ordres. Les engagements du Groupe en matière de droits humains s'inscrivent également dans le dialogue social du Groupe notamment dans le cadre de l'Accord mondial d'ENGIE portant sur les droits sociaux fondamentaux et la responsabilité sociale qui a été signé en janvier 2022 (voir Section 3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social). Cet Accord est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Des outils tels que le Code de conduite éthique disponible sur le site internet du Groupe en 15 langues, des formations, des guides (guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes), ont été déployés pour sensibiliser les collaborateurs sur les sujets relatifs aux droits humains, au devoir de vigilance et au dispositif d'alerte du Groupe.

De plus amples informations sur la démarche de vigilance droits humains du Groupe sont disponibles à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains.

Les politiques du Groupe

[S1-1 21, S2-1 19, S3-1 17, S4-1 17] Les politiques d'ENGIE sont alignées sur les normes internationalement reconnues applicables au personnel de l'entreprise, aux travailleurs de la chaîne de valeur, aux communautés affectées, et aux consommateurs et utilisateurs finaux, notamment sur les principes directeurs des Nations unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme.

Pour s'assurer du respect de ses engagements en matière de droits humains, pour répondre aux exigences réglementaires et pour gérer les enjeux droits humains du Groupe, le Groupe s'appuie en premier lieu sur sa Politique de vigilance - droits humains, une politique socle couvrant l'ensemble des impacts négatifs pour les personnes.

Cette partie décrit plus en détail la Politique de vigilance - droits humains ainsi que la Politique transition juste qui s'appliquent de manière transverse aux différentes sections relatives aux informations sociales.

Politique de vigilance - droits humains

[MDR-P] La Politique de vigilance - droits humains d'ENGIE a pour objet de définir les engagements du Groupe relatifs aux droits humains et les moyens pour s'assurer de leur bon respect. Cette politique constitue le socle sur lequel repose l'ensemble de la démarche de vigilance du Groupe en matière de droits humains.

Elle vise ainsi à identifier, prévenir et gérer les risques d'atteintes aux droits humains de toute personne, et notamment des travailleurs, des communautés, des usagers et clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur d'ENGIE. Elle vise également à s'assurer que tout incident relatif aux droits humains soit traité de manière appropriée.

[MDR-P]	Politique de vigilance - droits humains
Champ d'application	Elle s'applique à l'ensemble des sociétés contrôlées par ENGIE SA. Les exigences d'identification et de gestion des risques demandées couvrent l'ensemble des activités du Groupe, ainsi que celles de ses relations commerciales dans le cadre de leurs activités pour le Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* rattachée à la Direction Juridique et Éthique du groupe ENGIE, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, est en charge de la mise en œuvre de cette politique. Elle est déployée au sein des GBU et des entités par la filière juridique et éthique ainsi que par les autres directions concernées.
Référence aux normes ou initiatives tierces	• Charte internationale des droits de l'Homme, composée de la Déclaration Universelle des Droits de l'Homme de 1948, du Pacte International sur les Droits civils et politiques et du Pacte international sur les droits économiques, sociaux et culturels de 1966 ; • Conventions fondamentales de l'Organisation Internationale du Travail (OIT) ; • Principes Directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme ; • Principes Directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales ; • Déclaration de principes tripartite de l'OIT sur les entreprises multinationales et la politique sociale ; • Pacte Mondial des Nations Unies.
Modalité de mise à disposition de la politique	• La Politique est disponible sur le site internet d'ENGIE (https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2024-12/Politique%20de%20vigilance%20droits%20humains%202024%20VF.pdf), et a été mise à jour en 2024 ; • Une formation dispensée par la Direction Éthique, *Compliance* et *Privacy* sur la démarche droits humains du Groupe et un *e-learning,* tous deux mis à jour en 2025, visent également à porter à la connaissance de tout collaborateur cette politique.

Politique transition juste

La Politique transition juste s'intègre dans la raison d'être du Groupe. La notion de "transition juste" découle de la conviction qu'une transition vers une économie plus sobre en carbone et durable ne peut se faire sans intégrer la dimension sociale. Elle doit être menée de manière équitable pour toutes les parties prenantes : personnel de l'entreprise, travailleurs de la chaîne de valeur, communautés affectées, consommateurs et utilisateurs finaux et doit viser à minimiser les effets négatifs de la transition tout en maximisant ses effets positifs.

La transition repose ainsi sur une gestion maîtrisée des restructurations avec un accompagnement lors de la fermeture de sites en assurant une attention à l'employabilité, un développement des compétences et un socle commun de garanties pour l'ensemble des travailleurs. Elle porte également sur une contribution au développement économique et social des territoires avec la construction de projets et la fourniture d'une énergie à un coût abordable. Enfin, elle contribue à la résilience des territoires avec la préservation des ressources naturelles et des communautés locales et la réduction de la vulnérabilité des territoires.

[MDR-P]	Politique transition juste
Champ d'application	L'ensemble des activités du Groupe, ainsi que la chaîne amont. Elle couvre les entités du *reporting* financier consolidé.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction ESG du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces	Accord de Paris sur le climat de 2015. Principes directeurs de l'Organisation Internationale du Travail (OIT).
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Transition%20Juste.pdf

Prévenir et gérer les incidences négatives liées aux droits humains

[S1-1 20c, S2-1 17c, S3-1 16c, S4-1 16c] La Politique de vigilance - droits humains prévoit les processus de vigilance au niveau du Groupe et au niveau opérationnel pour s'assurer de la gestion des risques liés aux droits humains dans le cadre de toutes ses activités. Chaque GBU et entité s'assure du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité. Selon les risques identifiés, il leur est demandé de :

- évaluer annuellement le risque de porter atteinte à un droit humain au travers du processus *Enterprise risk management* (ERM) du Groupe et mettre en place les plans d'actions pour tout risque identifié ;
- analyser au préalable pour les nouvelles activités commerciales (nouveau projet ou nouvelle relation commerciale) les risques liés aux droits humains ;
- s'assurer du respect des engagements du Groupe par leurs relations commerciales ;
- sensibiliser les collaborateurs, a minima les plus concernés, aux enjeux en matière de droits humains dans l'exercice de leur fonction ;
- mettre en place des mécanismes de dialogue et de réclamation pour les parties prenantes potentiellement impactées par leurs activités ;
- faire connaître le dispositif d'alerte du Groupe et reporter tout incident relatif aux droits humains selon les processus internes.

Le suivi de la bonne application de la Politique de vigilance - droits humains et du déploiement des processus demandés est intégré dans les processus de conformité éthique du Groupe (voir Section 3.2.1.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires droits humains pour de plus amples informations). Ces processus de suivi permettent de s'assurer de l'application effective du plan de vigilance en matière de droits humains et de définir si besoin des actions supplémentaires de contrôle, telles que des audits internes ou externes.

Les mesures de prévention et de gestion des incidences négatives liées aux droits humains concernant le personnel de l'entreprise, les travailleurs de la chaîne de valeur d'ENGIE, les communautés potentiellement affectées par les activités du Groupe et les consommateurs et utilisateurs finaux sont détaillées dans les Sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finaux (Section 3.1.3.6).

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et dispositif d'alerte

[S1-3 32, S2-3 27, S3-3 27, S4-3 25] En application de la Politique de vigilance - droits humains, le Groupe s'efforce de mettre tout en œuvre pour recueillir et traiter, et ceci de manière respectueuse des droits des personnes concernées, toute alerte relative à ses activités et à leurs impacts négatifs éventuels sur les droits humains.

[S3-3 28, S1-3 33, S2-3 28, S4-3 26] ENGIE a mis en place des dispositifs pour permettre à toute personne de lui faire part directement de ses préoccupations ou de ses besoins et de demander d'y remédier. L'existence des mécanismes de réclamations mis en place au niveau local et au niveau du Groupe est communiquée auprès des parties prenantes externes. Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, au dispositif Groupe de *reporting* managérial des incidents éthiques ainsi qu'à la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées et dont il garantit l'efficacité des dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5 Signalement et rapport des incidents éthiques.

Les éléments relatifs aux canaux spécifiques sont décrits dans les Sections relatives au personnel de l'entreprise (Section 3.1.3.2), aux travailleurs de la chaîne de valeur (Sections 3.1.3.3 et 3.1.3.4), aux communautés affectées (Section 3.1.3.5) et aux consommateurs et utilisateurs finaux (Section 3.1.3.6).

3.1.3.2 Personnel de l'entreprise [ESRS S1]

3.1.3.2.1 Introduction [ESRS-S1 SBM-2, ESRS S1 SBM-3, S1-1, S1-3, S1-4, S1-6]

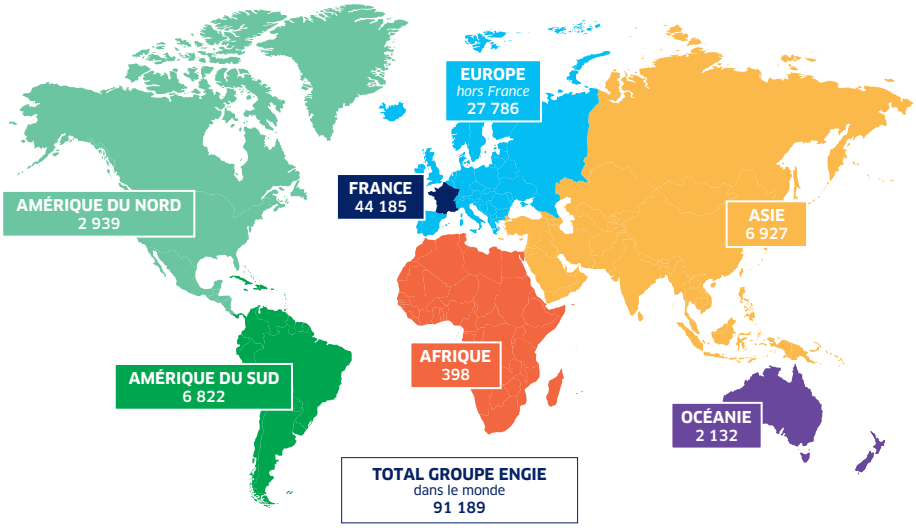
Au-delà de sa performance économique, le succès d'une organisation se mesure également à l'adhésion de son personnel au projet et à l'ambition du Groupe.

ENGIE met au cœur de sa stratégie RH, la valorisation de son capital humain.

Son action vise à attirer, développer, accroître et fidéliser les meilleurs talents. L'intégration des critères de durabilité et de transparence nécessite une adaptation constante des politiques RH, que ce soit celles de diversité, d'équité et d'inclusion, de développement et de formation, ou de parcours de carrière, de recrutement et de rétention des talents.

Présentation générale du personnel salarié du Groupe ENGIE

Au 31 décembre 2025, ENGIE compte 91 189 salariés répartis dans plus de 30 pays, avec une forte présence en Europe (79% des effectifs vs 77% en 2024), notamment en France (48% vs 47% en 2024) (voir Section 3.1.3.2.2 Présentation détaillée des salariés d'ENGIE [S1-6] pour plus de détails).



[SBM-3 14a] Par salariés du Groupe, ENGIE entend :

- les salariés en contrat à durée indéterminée (contrat permanent) ;
- les salariés en contrat à durée déterminée (contrat temporaire), y compris les apprentis ;
- les salariés en contrat à nombre d'heures non garanti.

Tous sont susceptibles d'être matériellement impactés du fait des activités du Groupe et sont systématiquement inclus dans les analyses réalisées pour s'assurer que chaque type de collaborateur bénéficie d'un cadre de travail sûr et équitable.

Intérêts et points de vue du personnel du Groupe

[SBM-2 12] Les salariés du Groupe constituent une des huit catégories de parties prenantes identifiées par ENGIE qui adapte son dialogue à leurs spécificités (voir Section 3.1.1.2.3 Implication des parties prenantes [SBM-2]).

L'enquête interne *ENGIE&Me*, recueille désormais tous les deux ans, de manière anonyme, le point de vue des salariés sur leur rapport à l'entreprise ainsi que sur leur perception de la prise en considération de leurs intérêts dans la stratégie du Groupe. Depuis 2022, l'engagement des salariés du Groupe est constant ou en amélioration, atteignant en 2024, un taux d'engagement durable de 87%. La prochaine enquête aura lieu en 2026, le temps de déployer, au niveau des équipes et/ou entités, les plans d'action décidés à l'issue de l'enquête précédente.

IROs matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle d'affaires d'ENGIE [SBM-3]

Les résultats de l'analyse de double matérialité reflètent la part importante que représente le personnel dans la stratégie du Groupe. Quatre impacts positifs, cinq impacts négatifs et six risques matériels sont identifiés. Ils figurent dans la Section 3.1.1.4.2 du présent état de durabilité.

[SBM-3 13a, b]. Parmi ceux-ci :

- deux impacts négatifs sont directement liés au modèle d'affaires du Groupe : la dégradation du dialogue social et des négociations salariales d'une part, et la perte potentielle d'emplois d'autre part ;
- un impact positif qui porte sur les enjeux de formation du personnel découlant des choix stratégiques d'ENGIE ;
- le risque d'inadéquation entre les ressources/compétences et les postes à pourvoir est directement lié à l'évolution du modèle d'affaires du Groupe et des évolutions rapides des outils de travail liées à l'introduction des nouvelles technologies.

[SBM-3 14e] ENGIE accompagne sa transformation vers des opérations plus respectueuses de l'environnement, contribuant à l'objectif mondial de neutralité carbone. Dans un contexte de restructuration pour assurer la transition énergétique des secteurs liés aux énergies fossiles, le Groupe s'efforce d'anticiper et de minimiser les impacts sociaux potentiels pour son personnel. Cette évolution comporte certains risques, tels que des "pertes potentielles d'emploi liées au changement du modèle d'affaires d'ENGIE, à l'évolution du marché du travail et à l'introduction de technologies disruptives comme l'IA générative". Elle peut aussi créer un "décalage entre les compétences disponibles et les nouveaux besoins, entraînant des pénuries de personnel qualifié et la perte de savoir-faire clés en cas de départs ou de mobilité géographique" (voir Section 3.1.1.4.2 Impacts, risques et opportunités matériels). Conscient de ces enjeux, ENGIE voit également cette transformation comme une opportunité pour créer des emplois et renforcer les compétences de ses salariés. En investissant dans la formation, le Groupe soutient l'employabilité et le développement professionnel de ses équipes.

[SBM-3 14b] Le Groupe analyse régulièrement les impacts négatifs susceptibles d'affecter les salariés, tels que les problèmes de santé et de sécurité, les inégalités salariales ou les discriminations. L'identification et la gestion de ces impacts est un élément clé de la démarche de vigilance droits humains du Groupe tel que décrit dans le chapitre général sur le respect des droits humains (voir Section 3.1.3.1). Parmi les impacts négatifs identifiés à la suite de l'analyse de double matérialité, celui de la détérioration du dialogue social et des négociations salariales est ponctuel car il ne concerne que des événements et périodes spécifiques (réformes externes ou internes par exemple) alors que ceux liés aux enjeux d'équité, de diversité et d'inclusion ou de développement des talents et compétences restent présents de façon plus large.

[SBM-3 14d] La gestion des risques (juridiques, perte de talents, inadéquation des compétences, tensions sociales) découlant des impacts sur les salariés sont essentiels pour la viabilité à long terme du Groupe. La capacité d'ENGIE à gérer sa dépendance vis-à-vis d'un personnel qualifié, motivé et en adéquation avec les évolutions du marché est cruciale pour maintenir et renforcer sa compétitivité. De même, la qualité du dialogue social, l'inclusion et le développement des compétences influencent directement la résilience d'ENGIE, ainsi que sa capacité à répondre aux exigences croissantes en matière de durabilité et de responsabilité sociale.

[SBM-3 14c] Parallèlement, des initiatives sont mises en place pour favoriser les impacts positifs pour l'ensemble du personnel, notamment à travers des programmes de formation continue, des politiques talents, rémunération et d'inclusion.

[SBM-3 14d] Ces impacts positifs (meilleures conditions de travail, inclusion, développement des talents) sont exploités pour renforcer la compétitivité et la durabilité du modèle d'affaires d'ENGIE.

[SBM-3 15] Le Groupe tient également compte d'une plus grande exposition ou vulnérabilité au risque d'impact négatif pour certains salariés ou groupes spécifiques de salariés, en raison de leurs caractéristiques, de leur environnement de travail ou de leurs fonctions. C'est le cas de personnes issues de groupes potentiellement exposés à des discriminations ou à des inégalités. En cas d'activités dans les pays ou zones considérés à "hauts risques" en matière de droits humains, comme les zones de conflits, le Groupe exerce une vigilance particulière.

[SBM-3 16] Considérant les résultats actuels de l'analyse de double matérialité, aucun impact ou risque ne s'applique qu'à un groupe spécifique de salariés plus vulnérables.

Travail forcé, travail obligatoire et travail des enfants

[SBM-3 14f, g] ENGIE n'a identifié aucun risque significatif de travail forcé, de travail obligatoire ou de travail des enfants. Bien que le Groupe soit présent dans la zone AMEA (Afrique, Moyen-Orient et Asie), parfois considérée comme à risque, la nature des activités exercées requiert une main-d'œuvre qualifiée, ce qui limite fortement l'exposition à ce type de risques.

Canaux permettant au personnel de l'entreprise de faire part de ses préoccupations [S1-3]

[S1-3 32a, e, 33]

Seules les informations très spécifiques au personnel sont détaillées dans la présente section. Les éléments concernant le dispositif d'alerte du Groupe, le système de reporting managérial des incidents éthiques, ainsi que les modalités de suivi et de surveillance des questions soulevées, sont présentés dans la Section 3.1.4.1.5. Cette dernière décrit également les mesures de protection contre les représailles à l'égard des personnes utilisant ces dispositifs.

Chaque salarié dispose de plusieurs canaux pour communiquer ses préoccupations à l'entreprise, notamment :

- le système d'alerte éthique du Groupe via l'Ethics & Compliance Officer ou le mail ethics@engie.com ;
- la relation managériale ainsi que les fonctions ressources humaines, juridique, santé-sécurité… ;
- les mails professionnels qui permettent de signaler directement les situations ou de poser des questions en toute confidentialité ;
- le dialogue social avec les représentants du personnel, qui offre un espace de discussion sur des problématiques collectives ou individuelles, en garantissant une médiation entre les salariés et l'employeur ;
- les dispositifs spécialisés disponibles tels que Allodiscrim et Allosexism par exemple en France, dédiés à recueillir et à traiter les signalements relatifs aux discriminations ou au sexisme au travail, tout en assurant un suivi approprié.

La communication sur l'existence du dispositif d'alerte du Groupe permet d'en assurer la visibilité auprès de l'ensemble des salariés (code de conduite éthique, intranet, site internet, affiches…). Le code de conduite éthique d'ENGIE disponible en 15 langues sur le site internet du Groupe comporte une section sur le dispositif et s'adresse à toutes les parties prenantes du Groupe, qu'elles soient victimes ou témoins d'un incident.

3.1.3.2.2 Présentation détaillée des salariés d'ENGIE [S1-6]

Empreinte géographique de l'effectif salarié du Groupe

[S1-6 50a, AR55] Présent dans plus d'une trentaine de pays, ENGIE compte 91 189 salariés à fin décembre 2025 □□(1), la France étant le seul pays représentant plus de 10% du total des salariés.

[S1-6 50f] Ainsi, les charges de personnel s'élèvent à 8 648 millions d'euros en 2025 (vs 8 623 millions d'euros en 2024), (se référer à la Note 8.2 "Charges de personnel") présentée dans les états financiers consolidés du Groupe en chapitre [6.2.2 Notes aux comptes consolidés].

	Nombre de salariés (effectif)		% du nombre total de salariés du Groupe	
Pays	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**
France	46 509	44 185	47%	48%
Belgique	8 078	7 954	8%	9%
Allemagne	5 887	5 573	6%	6%
Roumanie	4 546	4 638	5%	5%
États Unis	3 228	2 875	3%	3%
Italie	3 162	2 826	3%	3%
Brésil	2 809	3 165	3%	3%
E.A.U.	1 702	1 912	2%	2%
Singapour	2 019	1 787	2%	2%
Espagne	1 694	1 740	2%	2%
Autres	18 333	14 534	19%	16%

Effectif salarié du Groupe par genre

[S1-6 50a, AR55] Au 31 décembre 2025, les salariés de genre masculin représentent 66 308 personnes, soit 73% de l'effectif total du Groupe et les salariés de genre féminin □□(1) représentent 24 833 personnes, soit 27% de l'effectif total.

	Nombre de salariés (effectif)	
Genre	**2024**	**2025**
Masculin	71 709	66 308
Féminin	26 220	24 833
Autres	4	8
Non déclaré	34	39
TOTAL SALARIÉS	**97 967**	**91 189**

(1) □□Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).

Effectif salarié du Groupe par nature de contrat

[S1-6 50b, 51, 52, AR55] A fin décembre 2025, 93% (vs 92% en 2024) de l'effectif salarié du Groupe disposent d'un contrat à durée indéterminée (les "salariés permanents") □□(1), soit 84 786 salariés. 7% (vs 8% en 2024) de l'effectif salarié du Groupe disposent d'un contrat à durée déterminée (les "salariés temporaires" y compris les apprentis) □□(1), soit 6 358 salariés. Les 45 salariés restants sont sous contrat à nombre d'heures non garanti.

	Nombre total de salariés (effectif)		Nombre total de salariés permanents		Nombre total de salariés temporaires		Nombre total de salariés à nombre d'heures non garanti	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025
Femme	26 220	24 833	24 006	23 133	2 205	1 697	9	3
Homme	71 709	66 308	66 075	61 607	5 596	4 659	38	42
Autres	4	8	4	8				
Non déclaré	34	39	29	38	5	1		
TOTAL	**97 967**	**91 189**	**90 114**	**84 786**	**7 806**	**6 358**	**47**	**45**

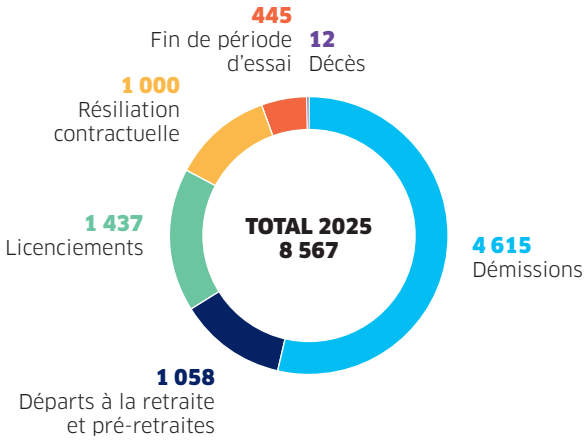
	Nombre total de salariés (effectif)		Nombre total de salariés permanents		Nombre total de salariés temporaires		Nombre total de salariés à nombre d'heures non garanti	
	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025
France	46 509	44 185	42 535	40 825	3 972	3 359	2	1
Europe (hors France)	28 986	27 786	27 544	26 448	1 408	1 295	34	43
Amérique latine	6 372	6 822	6 211	6 690	159	132	2	
États-Unis et Canada	3 292	2 939	3 276	2 923	14	16	2	
Moyen-Orient, Asie et Afrique	12 808	9 457	10 548	7 900	2 253	1 556	7	1
TOTAL	**97 967**	**91 189**	**90 114**	**84 786**	**7 806**	**6 358**	**47**	**45**

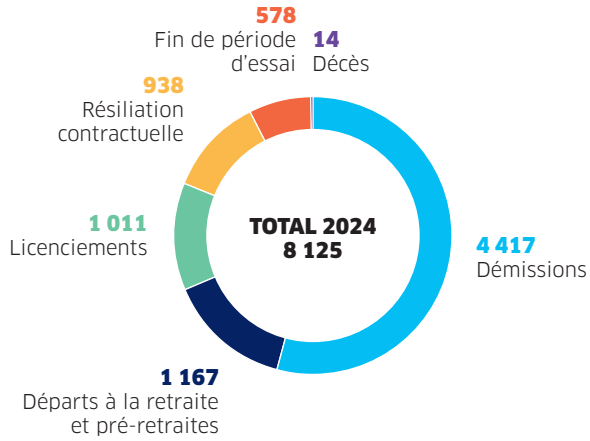
Effectif salarié du Groupe par catégorie socioprofessionnelle

A fin décembre 2025, l'effectif se compose de 31 589 (vs 32 942 en 2024) cadres □□(1) , soit 34,6% de l'effectif total, de 34 360 (vs 38 050 en 2024) techniciens supérieurs agents de maîtrise □□(1) soit 37,7% et de 25 241 (vs 26 975 en 2024) ouvriers, employés et techniciens □□(1) soit 27,7%.

Taux de rotation de l'effectif du Groupe

[S1-6 50c] En 2025, 8 567 salariés ont quitté le Groupe. Le taux de rotation est de 9,1% à fin 2025 (vs 8,35% en 2024). Le dénominateur utilisé pour calculer cet indicateur est la moyenne de l'effectif fin de mois (*average monthly personnel*).





[S1-6 50d] Les données de ces rapports ont été consolidées en "effectifs".

[S1-6 50e, f] Définition du périmètre de restitution

Le périmètre des données sociales s'aligne sur celui de la consolidation financière du Groupe en intégrant des critères de contrôle en capital et d'influence significative exercés par ENGIE sur ses filiales.

(1) □□*Vérifié par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

Méthodologie de restitution des données quantitatives

Une méthodologie standardisée garantit l'homogénéité des données sociales consolidées, leur comparabilité entre les entités et leur pertinence à l'échelle internationale. Les définitions, sources et périmètres sont harmonisés dans un référentiel commun au Groupe, à travers un manuel opérationnel partagé avec toutes les entités.

Outil de collecte

Pour les entités locales et filiales contrôlées par le Groupe, à l'exception de quelques sociétés, les informations sociales sur les flux de salariés et sur la formation sont collectées quotidiennement depuis un système d'information RH centralisé à l'échelle mondiale. Les données ainsi consolidées, sont restituées trimestriellement dans le Reporting Social Groupe via un outil de consolidation dédié. Celui-ci centralise les données de rémunération fixes et variables, les heures contractuelles et une partie des avantages en nature des salariés du Groupe. Cet outil ne permet pas, en revanche, de constituer une base de données unique recensant les données de rémunération individuelles pour chaque salarié.

Les informations relatives aux conditions de travail et aux travailleurs externes, sont quant à elles saisies trimestriellement par les entités directement dans le même outil de consolidation des données sociales.

Quant aux entités régulées (GRDF, NaTran et CNR), en raison des exigences réglementaires qui restreignent la mise en commun de leurs systèmes d'information avec le reste du Groupe, l'ensemble de leurs données sociales est saisi chaque trimestre dans l'outil de consolidation.

Processus de collecte des données quantitatives

La gouvernance des indicateurs sociaux s'appuie sur une organisation claire et hiérarchisée :

- **niveau local :** Chaque filiale est responsable de la collecte des données sociales, conformément aux directives et outils fournis par le Groupe ;
- **niveau régional :** Les données sont revues et validées par des coordinateurs régionaux de chaque partie du monde concernée pour garantir leur qualité et leur conformité avec les standards ;
- **niveau Groupe :** Les données sont centralisées et les indicateurs sont analysés au niveau Groupe, avant de les soumettre aux Directions et aux différents Comités du Groupe.

3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social [S1-1, S1-2, S1-4, S1-5, S1-8, S1-10, S1-11, S1-15]

Dialogue social [S1-2, S1-4, S1-5, S1-8]

Sous ses différentes formes (échanges informels, concertations, négociations, consultations…), le dialogue social entre le Groupe et le personnel, de façon directe ou via ses représentants, constitue à la fois un levier de performance économique et un élément essentiel de la stratégie d'ENGIE.

Il permet de recueillir le point de vue des salariés et de l'intégrer aux évolutions du Groupe, afin d'améliorer les conditions de travail pour l'ensemble du personnel. Expliquer, faire comprendre et débattre des politiques du Groupe, de ses transformations ou réorganisations et de leurs impacts sur le personnel sont des étapes incontournables de leur mise en œuvre.

Qu'il s'inscrive dans le cadre institutionnel d'échanges obligatoires (portant notamment sur les salaires, le temps de travail ou les réorganisations) ou se produise de manière spontanée et constructive, le dialogue social constitue un outil majeur dans la prévention des tensions et des conflits et contribue donc directement à prévenir et à atténuer l'impact négatif matériel sur le personnel de l'entreprise. L'approche d'ENGIE en matière de dialogue social, fondée sur la bonne foi, la transparence et l'anticipation des besoins des parties prenantes, participe à la prévention et l'atténuation des impacts négatifs sur son personnel et des risques de non-conformité.

Processus [S1-2]

Le dialogue social aux différents niveaux du Groupe

[S1-2 27a, b, c] Le Groupe a développé depuis plusieurs années une culture renforcée du dialogue social à tous les niveaux de l'organisation. Les instances de dialogue social permettent de présenter régulièrement les orientations stratégiques du Groupe, de la GBU et/ou de l'entité afin de donner lieu aux échanges nécessaires à leur appropriation. Y sont également présentés les projets de transformation et/ou de réorganisation, avant décision et mise en œuvre, conformément aux législations locales.

- **au niveau local :** au sein des entités, de manière fréquente et pluriannuelle, avec les organisations syndicales et/ou les représentants des salariés et les représentants de la direction locale, au niveau le plus pertinent (entreprise, établissement, région, site…) ;
- **au niveau pays :** une à deux rencontres annuelles ont lieu entre le *Country manager* et les représentants du personnel du pays ; en France, ces rencontres ont lieu dans le cadre du Comité Groupe France, instance paritaire de niveau Groupe ;
- **au niveau européen** : le Comité d'Entreprise Européen (CEE) est doté de prérogatives calées sur la réglementation européenne, bien que non encore transposées en droit français, et de moyens supra légaux ; Le CEE est, de façon spécifique, consulté à un rythme pluriannuel notamment sur les orientations du Groupe (voir cibles et indicateurs de la présente section) ;
- **au niveau mondial :** une instance de dialogue, le Forum mondial, présidé par la Directrice Générale du Groupe, se réunit de façon annuelle en présence de fédérations internationales et des membres désignés par ces dernières.

Dans le contexte de transformation du Groupe, des réunions régulières et extraordinaires sont programmées pour permettre aux représentants du personnel d'émettre des recommandations et avis éclairés, autant que nécessaire. Des groupes de travail sur des thématiques spécifiques (questions sociales, santé-sécurité, etc.) sont également organisés parmi les membres.

Accord mondial

[S1-2 27d] Le Groupe, les fédérations internationales et les organisations syndicales françaises ont négocié et conclu, en janvier 2022, un accord sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. Cet accord ("l'Accord mondial") intègre les attentes du personnel exprimées par ses représentants et s'applique à l'ensemble du personnel du Groupe dans le monde, quelle que soit la nature de leur contrat de travail.

L'Accord mondial définit des engagements en matière d'éthique et de devoir de vigilance, de lutte contre le harcèlement, de sécurité, de qualité de vie au travail, de diversité et inclusion, de développement des compétences et de formation, etc. Il permet le déploiement de standards élevés en termes de relations de travail et de droits sociaux à travers un dialogue social régulier, ouvert et constructif à tous les niveaux. Le Forum mondial cité plus haut est une instance de dialogue social chargée du suivi et de la mise en œuvre des engagements ainsi définis.

En 2026, une négociation est en cours pour a minima prolonger celui-ci.

Évaluations de l'efficacité du dialogue social

[S1-2 27e] ENGIE évalue l'efficacité de son dialogue social à travers :

- la qualité des échanges lors des différentes instances ou comités mais aussi dans le dialogue social au quotidien : alertes informelles pour éviter qu'une situation ne s'envenime, partage de dossiers en amont de la présentation officielle en instances, rencontres régulières avec les organisations syndicales représentatives pour échanger tant sur les résultats, les projets à venir que sur les doléances de salariés, les situations spécifiques à examiner ;
- le nombre d'accords signés aux différents niveaux du Groupe selon le périmètre de l'accord proposé ;
- le nombre de conflits sociaux (et le suivi en particulier de la durée de ceux-ci, du nombre de grévistes, du nombre d'heures/jours perdus) et des impacts de ceux-ci sur l'outil industriel, les clients, les parties prenantes du Groupe. Parmi ces conflits, ceux dont l'émergence est directement liée aux politiques, décisions du Groupe ou des entités du Groupe sont particulièrement révélateurs de l'efficacité du dialogue social interne.

[S1-2 28] En parallèle, ENGIE recueille, désormais tous les deux ans, le point de vue de ses salariés via l'enquête *ENGIE&Me*.

Les derniers résultats (fin 2024) avec un taux de participation de 82%, démontrent :

- un niveau élevé d'alignement du personnel salarié avec les évolutions du Groupe, notamment sa stratégie de décarbonation (88% de scores favorables) ;
- un niveau élevé de plusieurs indicateurs portant sur les conditions de travail, 85% des salariés recommanderaient ENGIE en tant qu'employeur.

En 2025, les différentes équipes en local établissent et mettent en œuvre les plans d'action à la suite des résultats de l'enquête.

Actions [S1-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68 (A)], [MDR-A 68 (B)], [MDR-A 68 (C)]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
• Réviser l'Accord mondial	• Définition du nouveau cadre de cohérence pour améliorer les conditions de travail des salariés	Tous les salariés du Groupe	2026
• Cartographier les accords dans chaque pays	• Vision claire des négociations par pays	Tous les salariés du Groupe	2026

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. Toutefois, en raison de la nature des dépenses, ces plans d'actions sont considérés comme ayant un impact financier non significatif.

Le dialogue social comme instrument d'accompagnement stratégique / des réorganisations

ENGIE est particulièrement attentive à la transformation des emplois dans le contexte de la transition énergétique et aux mesures d'accompagnement des salariés affectés.

[S1-4 38a] En 2025, les actions du Groupe en la matière ont permis de conduire les projets de réorganisation de manière constructive et responsable, avec le cas échéant la conclusion d'accords collectifs afin de définir les mesures d'accompagnements des réorganisations, notamment en cas de projets ayant des impacts sur l'emploi, en complément des mesures établies par l'Accord Social Européen datant de 2016 :

- en France, un accord de Gestion des Emplois et des Parcours Professionnels (GEPP) au sein d'ENGIE a été signé le 9 juillet 2025 et couvre environ 85% des salariés basés en France. Un avenant à cet accord concernant le développement des compétences et l'employabilité des salariés tout au long de leur carrière est en cours de négociation et devrait être mis à la signature des organisations syndicales représentatives en mars 2026. Par cet accord, ENGIE marque sa volonté d'anticiper la transformation des métiers, d'identifier les compétences dont l'entreprise aura besoin et de donner aux salariés cette visibilité leur permettant d'être pleinement acteur de leur parcours et évolution professionnelle ;
- au niveau européen, les conditions matérielles d'accompagnement des suppressions d'emploi ou de transfert/cessions d'entreprises font l'objet d'échanges et de concertations avec les représentants du personnel et/ou les organisations syndicales pour déterminer un niveau socialement responsable de mesures d'accompagnement.

[S1-4 39, 43] Dans la région Europe, pour les projets de réorganisation avec une incidence sur les emplois, l'Accord Social européen du Groupe et l'accord de fonctionnement du CEE prévoient un processus de diagnostic social avant tout lancement officiel du projet auprès des instances de consultation. Ce processus implique une phase de dialogue avec les organisations syndicales ou le Secrétariat du CEE afin de présenter le projet, ses impacts et son calendrier sous forme de possibilités, permettant ainsi de :

- confronter les analyses d'impacts du projet menées par le Groupe et par les partenaires sociaux, notamment en matière de risques psychosociaux et de conduite du changement, afin d'adapter le dispositif d'accompagnement prévu sur ces sujets ;
- comprendre les attentes des partenaires sociaux vis-à-vis du projet et d'en adapter, le cas échéant, le contenu, le planning de mise en œuvre, le processus d'information-consultation et la documentation qui sera remise aux instances représentatives compétentes ;
- donner le plus tôt possible, lorsque cela est nécessaire, des informations sur son ampleur et éventuellement des engagements de principe en matière d'emploi et de mesures ou garanties sociales afin d'éviter, dans la mesure du possible, certaines inquiétudes du corps social.

[S1-4 38b, AR43] Ce diagnostic social peut aboutir, par exemple en cas de transformation des organisations et des emplois, à l'intégration d'un dispositif d'accompagnement (formations, aménagement des activités…) et/ou à la mise en œuvre de mesures sociales. Ces dernières peuvent inclure des primes de mobilité, des compensations d'écart de rémunération, la prise en charge de frais de déménagement, l'aide à la recherche d'emploi pour le conjoint, etc.

[S1-4 41] Par ailleurs, ces projets incluent également un dispositif de prévention des risques psychosociaux et d'accompagnement du changement. Un dispositif dédié est consacré aux *people* managers (kits de communication, Q&A, etc.) pour leur permettre de répondre aux interrogations des salariés.

[S1-4 38d] L'ensemble de ces dispositifs fait l'objet d'un suivi dans les instances de dialogue social, y compris avec l'accompagnement par des experts habilités et/ou dans le cadre de comités de suivi ad hoc.

Transparence et anticipation

[S1-4 40a ENGIE promeut un dialogue social en conformité totale avec la législation et la réglementation locale en matière de droit du travail et avec ses engagements. Cela se traduit par :

- la participation aux échanges institutionnels obligatoires notamment dans le cadre de négociations salariales ;
- l'engagement à soumettre aux instances pertinentes les projets susceptibles de causer des impacts sur le personnel de façon prompte, transparente et anticipée ;
- l'attribution aux partenaires sociaux des moyens et des prérogatives qui leur sont nécessaires pour accomplir leur fonction, y compris le financement de ressources externes ;
- une vigilance constante sur l'application conforme des accords conclus avec les représentants du personnel par le biais a minima des comités de suivi des accords (fréquence annuelle, en règle générale).

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-8]

Cibles en lien avec les instances de dialogue social

[S1-5 44] Afin de prévenir les impacts négatifs sur le personnel ainsi que tout risque de non-conformité, l'efficacité est évaluée par le biais de la qualité des échanges, la fréquence et le nombre de rencontres entre le personnel et/ou ses représentants et le Groupe, qui sont associées aux instances de dialogue social opérant aux différents niveaux du Groupe (tels que décrits dans la sous-section "Processus [S1-2]" de la présente section).

[S1-5 47a, b, c] Au niveau européen, par application de l'accord de fonctionnement du CEE, les membres du CEE bénéficient en continu des informations relatives à la vie du Groupe et aux stratégies économiques, financières, et sociales du Groupe.

Sont ainsi présentés une fois par an, en séance plénière ordinaire :

- la stratégie du Groupe (trajectoire et perspective) ;
- la structure du Groupe et son évolution ;
- la situation et les perspectives économiques et financières du Groupe (y compris investissements), la présentation des comptes consolidés et du rapport des commissaires aux comptes ;
- la politique et les perspectives sociales du groupe (égalité professionnelle, formation, mobilité…) sur la base des éléments issus du Reporting Social du Groupe ;
- l'évolution des activités et son incidence sur l'emploi au sein du Groupe ;
- la politique de Recherche & Innovation ;
- la politique ESG (dont trajectoire climat et transition énergétique) ;
- le bilan annuel du plan de vigilance Groupe.

En complément, la Directrice Générale du Groupe présente à chaque séance ordinaire, l'actualité du Groupe et un bilan de la situation santé-sécurité. Ce sujet est par ailleurs adressé de manière spécifique lors d'un groupe de travail du CEE, deux fois par an.

Couverture des négociations collectives et dialogue social

[S1-8 60a] L'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale s'applique à 100% (vs 100% en 2024) du personnel du Groupe.

[S1-8 60b] L'Accord social européen s'applique à 100% (vs 100% en 2024) du personnel du Groupe basé en Europe.

[S1-8 60c] Le Groupe met en œuvre un processus de collecte du pourcentage de salariés, couverts par des conventions collectives par région (hors Espace Economique Européen).

Les accords locaux instaurent en règle générale des comités de suivi composés de représentants du personnel et de la direction, qui se réunissent selon une périodicité définie pendant toute la vie de l'accord. Ils analysent la mise en œuvre des dispositions des accords et définissent des plans d'action en cas de défaillance ou de risque de non atteinte des objectifs fixés par l'accord.

[S1-8 63a] Le Comité d'Entreprise Européen, qui est composé d'au moins un représentant du personnel par pays européen où le Groupe est présent, est compétent pour 100% des entités et des salariés du Groupe en Europe. En complément du dialogue social institutionnel prévu dans chaque entreprise, en application des normes légales ou conventionnelles, ENGIE a mis en place une instance de dialogue social par pays, qui se réunit une à deux fois par an à l'initiative du *Country Manager*.

[S1-8 63b] L'accord de fonctionnement du Comité d'Entreprise Européen d'ENGIE, révisé en juillet 2023, intègre d'ores et déjà les dispositions du projet de directive européenne sur la consultation et les moyens associés : groupes de travail, missions de découverte des pays, temps de délégation nécessaire à l'exercice de la mission, etc.

Respect des droits des salariés protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié [S1-1, S1-4, S1-5, S1-10, S1-11, S1-15]

ENGIE s'engage à fournir à l'ensemble de son personnel salarié des conditions de travail de qualité. Elle s'est également dotée d'une politique de rémunération qu'elle souhaite attractive et compétitive, complétée par des programmes de protection sociale pour l'ensemble de son personnel salarié à l'échelle mondiale.

Politiques [S1-1]

Politique de vigilance droits humains

[S1-1 20a] La Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains décrit l'approche globale d'ENGIE en matière de respect des droits humains ainsi que la Politique de vigilance droits humains du Groupe.

Au titre de ses engagements éthiques et de son "Accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale", le Groupe et ses filiales s'engagent à respecter les normes internationalement reconnues relatives aux droits humains, droits syndicaux et droits du travail dans toutes leurs activités. L'Accord mondial est décrit dans la section Dialogue social, sous-section "Processus [S1-2]".

[S1-1 20c] Les impacts potentiels sur les droits humains du personnel sont notamment gérés par un processus de vigilance raisonnable en matière de droits humains, tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains.

[S1-1 21] Les politiques du Groupe au premier rang desquelles, la Politique de vigilance droits humains, s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales, tel que décrit dans la Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains.

[S1-1 22] La Politique de vigilance droits humains traite explicitement de toute forme d'esclavage, de la traite des êtres humains, du travail forcé ou obligatoire et du travail des enfants.

Politique de rémunération *One ENGIE*

[S1-1 17] La politique de rémunération *One ENGIE* inclut des éléments fixes, variables, un système de protection sociale et des dispositifs de retraite.

La politique de rémunération des cadres dirigeants à l'échelle du Groupe est harmonisée, et depuis 2023, celle des cadres tout en tenant compte des spécificités locales.

[MDR-P 65a] Cette politique, appelée "Politique de rémunération *One ENGIE*" est pilotée par la Direction des Ressources Humaines du Groupe. Son objectif est d'offrir à l'ensemble du personnel du Groupe une rémunération :

- **équitable**, fondée sur des règles et des processus clairs et documentés et des critères objectifs et mesurables, pour permettre au personnel d'en comprendre le fonctionnement. Elle veille à éviter les écarts de rémunération liés à des facteurs discriminatoires et respecte les minima sociaux applicables ;
- **compétitive** par rapport aux marchés de référence, aussi bien en matière d'éléments de rémunération que d'avantages sociaux : ces critères sont fondés sur des informations externes fournies par des cabinets spécialisés (comme *Willis Towers Watson, Mercer ou Korn Ferry*) ;
- **reflet de la performance** : la part variable inclut un lien fort et direct avec la performance individuelle et collective afin que le personnel soit rémunéré pour sa contribution aux résultats du Groupe.

La Politique de rémunération *One ENGIE* veille ainsi à favoriser la motivation et l'engagement des salariés du Groupe sur le long-terme.

[S1-1 20b] Les indicateurs de performance de la politique de rémunération *One ENGIE* sont alignés avec les priorités du Groupe. Pour la partie collective, ils sont issus de la déclinaison des priorités définies par le Conseil d'Administration pour l'année. Cette partie collective participe à l'engagement et la mobilisation du personnel salarié vers la réussite de son entité, avec des critères de performance mesurés selon des critères financiers/opérationnels et extra-financiers tels que définis dans le plan stratégique et le plan à moyen terme annuel de l'entité.

[MDR-P]	Politique de rémunération *One ENGIE*
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique de rémunération *One ENGIE* pour le salaire de base et la part variable, est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Actions [S1-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
• Déployer l'actionnariat salarié à travers le plan *LINK*	• Augmentation de l'actionnariat salarié, sentiment d'appartenance au Groupe	Tous les salariés du Groupe	2026
• Mettre en œuvre le Programme *ENGIE Care*	• 100% des salariés couverts par des standards sociaux homogènes, intégration du 5ème pilier bien-être et santé mentale	Tous les salariés du Groupe	2027

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (notamment des OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus. À l'exception des actions liées à la cartographie des régimes de retraite, qui engendrent des OPEX considérés comme n'ayant pas d'impact financier significatif, les ressources allouées en 2025 liées à l'Accord de participation et à l'intéressement et à l'actionnariat salarié via le plan LINK sont détaillées dans la Section 3.1.3.2.3.

Dispositifs de gestion du risque financier

[S1-4 38a, b] Parmi les dispositifs d'avantages sociaux les plus à risques financiers comptabilisés au passif social du Groupe, figurent les régimes de retraite. En conséquence, le Groupe a lancé un processus lui permettant de bien suivre ces coûts et les risques financiers associés : une cartographie détaillée des régimes de retraite existants dans les filiales a été mise en place, ainsi qu'une analyse conjointe menée entre les Directions Finance et Ressources Humaines du Groupe.

Dans la même optique de prévention des risques, le Groupe applique des règles strictes concernant les autres dispositifs de rémunération, notamment en cas de départ d'un salarié :

- **plans d'épargne :** l'ancien salarié conserve l'épargne acquise sur son compte et portera lui-même la charge des frais de gestion directe ;
- **plans d'intéressement à long terme :** les titres en cours d'acquisition deviennent caducs ;
- **dispositifs d'intéressement et de participation :** seuls les membres du personnel salarié de l'exercice considéré peuvent bénéficier de ces dispositifs, au prorata de leur temps de présence et de leur rémunération. Il n'y a donc pas de risque d'augmentation incontrôlée du coût et ce d'autant plus que les formules de calcul sont plafonnées ;

- **protection sociale :** en cas de bénéfice de l'assurance chômage, le coût de la portabilité du maintien des garanties prévoyance et frais de santé est porté par la couverture des personnels actifs. La tarification est calculée en conséquence par l'assurance et le risque est donc totalement maitrisé. S'agissant des départs en retraite, le régime de prévoyance n'est pas maintenu pour les retraités. En revanche, les anciens salariés retraités peuvent demander le maintien de leur régime frais de santé, mais la cotisation est alors intégralement à leur charge. Il n'y a donc aucun risque financier associé pour ENGIE.

Dispositifs de rémunération

- **Dispositifs d'épargne salariale Groupe :** ENGIE recourt principalement à des fonds dédiés avec une forte implication dans la gouvernance paritaire des conseils de surveillance des supports.
- **Plans épargne :** en France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif unique de Plan d'Épargne Groupe (PEG). Il totalise plus de 2,29 milliards d'euros d'avoirs à fin 2025 (vs 1,77 milliards d'euros en 2024). Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays. Elles permettent au personnel salarié de constituer une épargne dans des conditions adaptées aux législations locales.
- **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 Retraite Collectif (PERCOL). Depuis 2024, il est possible d'y investir les éventuelles primes de partage de la valeur. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.
- **Intéressement et participation :** en raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, les systèmes de rémunération variable collective sont développés dans les filiales. En 2025, le volume global d'intéressement, de participation et d'abondement employeur (tant en cas d'affectation sur le PEG que sur le PERCOL) des salariés des différentes filiales françaises a atteint plus de 180 millions d'euros (valeur similaire en 2024).
- **Actionnariat salarié** : en 2025, 4% des actions du Groupe sont détenues par les salariés (valeur similaire en 2024). Le détail des titres qu'ils détiennent directement ou indirectement est précisé dans la Section 5.4.2.2 Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés. En 2025, à l'occasion des 10 ans de la marque ENGIE, 10 ans d'engagement dans la transition énergétique nourris par 150 ans d'histoire, le Groupe a mis en œuvre un plan LINK exceptionnel. 42% des salariés éligibles à travers le Groupe ont souscrit à l'opération, un chiffre en augmentation par rapport à l'édition 2024 (+35%). L'abondement versé par ENGIE suite au programme LINK a atteint 32,5 millions d'euros (vs 13,8 millions d'euros en 2024).
- **Actions de Performance et fidélisation à long terme :** ENGIE attribue des Actions de Performance, tel que décrit dans la Section 4.2.6 Attribution d'Actions de Performance. 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 près de 5 200 membres du personnel salarié à l'échelle monde en ont bénéficié (valeur similaire en 2024). Le plan déployé en 2025 intègre des conditions de performance en adéquation avec la stratégie et les ambitions d'ENGIE, notamment en matière de performance ESG (30% du total des conditions de performance).

Protection sociale

- **Retraite** : le Groupe s'appuie sur un outil digital unique permettant de cartographier, "*benchmarker*" et évaluer les programmes de protection sociale et de retraite ; ce qui facilite la mutualisation et donc l'optimisation des dispositifs. 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.
- **Programme *ENGIE Care*** : en 2020, ENGIE a lancé son programme *ENGIE Care* mettant en place un minimum de protection sociale pour l'ensemble de son personnel salarié, quel que soit le statut, l'employeur ou le pays d'appartenance. Il a été intégré à l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale en 2022.

Déployé progressivement, *ENGIE Care* permet d'élever le niveau de protection sociale des salariés du Groupe et de contribuer à leur rétention.

L'ensemble du personnel du Groupe peut bénéficier :

- d'une couverture santé garantissant le remboursement a minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation ;
- d'une protection de la famille ou des proches en cas de décès, via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum ;
- du versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum, en cas d'incapacité totale et permanente de travailler ;
- le maintien de la totalité du salaire pendant quatorze semaines minimum en cas de congé maternité et pendant quatre semaines minimum en cas de congé paternité.

Un 5e pilier, construit en 2025, relatif aux dispositifs favorisant le bien-être sera déployé de façon progressive dès 2026. Il vise à :

- promouvoir la santé physique des collaborateurs d'ENGIE à travers la diffusion d'un questionnaire digital portant sur des thématiques de santé, accompagné d'un rapport personnalisé permettant à chacun d'être sensibilisé sur son état de santé ;
- renforcer le soutien à la santé mentale des salariés et de leurs proches grâce à une plateforme digitale dédiée, offrant un accès à des ressources sur le bien-être, ainsi qu'à des sessions individuelles de soutien psychologique.

[S1-4 38d] ENGIE a mis en place des instances de suivi pour s'assurer de l'efficacité de ces dispositifs et de leur impact positif sur le personnel salarié :

- les comités paritaires déployés dans le cadre du PERCOL et du PERO (Plan d'Épargne Retraite Obligatoire) Groupe veillent à ce que les rendements soient performants et durables ;
- le suivi de la conformité *ENGIE Care* est adressé annuellement dans le cadre du Forum mondial pour en évaluer la cohérence et les manières dont le programme est appliqué concrètement et localement à l'ensemble du personnel salarié ;
- s'agissant des régimes de prévoyance et frais de santé des entités en France, l'ensemble des contrats d'assurance est réassuré par le réassureur du Groupe, de manière à pouvoir assurer une mutualisation des résultats au niveau Groupe. En lien avec le département *Benefits Groupe*, le courtier de la réassurance veille à ce que les comptes de résultats des régimes soient rapportés de manière fiable et juste et à ce que les conditions de renouvellement tarifaires annuelles se déroulent de la manière la plus optimisée, afin que les salariés et les entreprises payent le juste prix de leur couverture ;

- le Groupe participe au pilotage du régime de retraite des IEG avec les autres employeurs de la Branche ainsi qu'aux régimes de retraite en Belgique. Dans les autres pays, sa participation dépend des modalités de gouvernance des régimes en place ;
- l'enquête *ENGIE&Me* permet également de suivre le ressenti du personnel salarié au sujet de leur rémunération.

[S1-4 39, 40a, 41] Ces comités de suivi, les résultats de l'enquête *ENGIE&Me* et le travail mené conjointement avec les assureurs et les courtiers sont autant de moyens pour le Groupe d'assurer le suivi des plans d'action et de les ajuster, si besoin, en cas d'identification d'un impact négatif pour les salariés.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-10, S1-11, S1-15]

Salaire décent

[S1-10 69] Les salariés d'ENGIE perçoivent un salaire décent dans les pays disposant d'indices de référence.

ENGIE se réfère aux données de salaires minimums légaux ou salaires minimums locaux établis par les accords collectifs. Pour 4 pays du Groupe – la Suisse, l'Arabie Saoudite (non-nationaux), les Emirats Arabes Unis, Singapour, qui représentent 4,4% des salariés du Groupe, de telles références n'existent pas.

[ESRS2 - 81] ENGIE n'a pas, à ce stade, fixé de cibles. Le Groupe respecte les minima sociaux en matière de rémunération dans l'ensemble des pays où il est implanté et veille à offrir une rémunération compétitive à l'ensemble de son personnel salarié, notamment à travers la conduite d'enquêtes de rémunération. Par ailleurs, le Groupe continuera sa réflexion au sujet du salaire décent à l'instar de bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre le cas échéant. Cette démarche complètera les objectifs d'ENGIE *Care* déjà mise en œuvre pour tous les salariés du Groupe et leurs familles.

Protection sociale

[S1-5 46] [S1-11 et S1-15 93a] Au cours du Forum mondial du 15 octobre 2025, la Direction des Ressources Humaines du Groupe a rappelé sa volonté et ses objectifs relatifs à *ENGIE Care*, qui s'inscrivent dans la durée (voir paragraphe précédent relatif à *ENGIE Care*).

Avantages sociaux accordés aux anciens employés

Le Groupe suit les modalités d'évaluation et de comptabilisation des engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel selon les lois et usages de chaque pays, en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance (voir la Note 18 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés). En complément, le Groupe analyse les régimes de retraite accordés à ses anciens salariés afin d'estimer plus précisément le risque d'augmentation significatif des coûts associés à ces avantages sociaux, afin d'en définir, le cas échéant, des cibles et/ou des indicateurs de mesure de ce risque.

3.1.3.2.4 Équité, diversité et inclusion [S1-1, S1-2, S1-4, S1-5, S1-9, S1-16, S1-17]

ENGIE est engagé dans la promotion de la diversité et de l'inclusion afin de créer un environnement de travail permettant à chacun d'être respecté et valorisé, indépendamment de ses singularités, de ses compétences ou de son parcours. Le Groupe met en place des politiques et des actions pour promouvoir un environnement de travail inclusif et réduire les risques de discrimination. Les politiques et les actions liées à l'égalité professionnelle femmes-hommes entraînent une amélioration des résultats et une atténuation du risque de non-conformité du Groupe avec les législations et les réglementations sur l'équité, ainsi que les conséquences qui pourraient en résulter.

Politiques [S1-1]

Politique en matière de Diversité, Équité et Inclusion (DEI)

[S1-1 19] ENGIE a initié fin 2022 une politique monde en matière de Diversité, Equité et Inclusion (DEI), appelée *Be.U@ENGIE*, mise à jour annuellement. Elle a été déployée à travers un renforcement de l'écoute des parties prenantes, l'intégration systématique des enjeux de diversité dans les processus Groupe, la mise à disposition de formations ciblées et transverses, l'animation d'un réseau engagé d'ambassadeurs, et le suivi des indicateurs via des outils dédiés.

[MDR-P 65a] Cette politique a pour double objectif :

- d'accroître la représentation de tous les profils pour mieux représenter les populations des pays dans lesquels le Groupe est présent ; et
- de permettre à tous les collaborateurs de se sentir libres d'être eux-mêmes, en toute sécurité, grâce à une politique de tolérance zéro envers toute forme de discrimination ou de harcèlement.

ENGIE valorise ainsi cette richesse humaine pour stimuler l'innovation et améliorer ses performances, en alignant ses pratiques sur les attentes évolutives de ses clients et des communautés qu'elle sert.

La politique DEI s'appuie sur cinq piliers associés aux objectifs généraux mentionnés plus haut :

- **Égalité professionnelle femmes-hommes :** notre ambition est d'atteindre la parité en entreprise en augmentant le nombre de femmes dans le Groupe, mais aussi soutenir les femmes dans leur carrière et féminiser les métiers techniques, actuellement en tension ;
- **Origines :** développer la diversité au sein d'ENGIE et valoriser la richesse des origines de chaque personne – culture, ethnicité, nationalité, religion, origines sociales et parcours de formation ;
- **LGBTQ+ :** développer l'inclusion des personnes LGBTQ+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités) afin qu'elles se sentent valorisées et respectées ;
- **Aptitudes :** adapter l'organisation et les conditions de travail pour accueillir et inclure les personnes porteuses de n'importe quel type de handicap ;
- **Générations :** s'appuyer sur le talent et l'énergie de toutes les générations, en favorisant l'employabilité des jeunes et des plus âgés ainsi que le partage des savoirs et des compétences entre les générations.

[S1-1 24c] ENGIE encourage l'inclusion de personnes issues de groupes potentiellement exposés à des discriminations ou à des inégalités, et soutient des groupes affinitaires de salariés (ERGs). Ces groupes rassemblent des salariés selon des critères tels que l'origine, le genre, l'âge ou l'orientation sexuelle, ou des problématiques communes comme la ménopause ou la santé des hommes. Ils contribuent à créer un environnement de travail bienveillant, propice à l'expression et au sentiment d'appartenance. Il existe à ce jour une vingtaine de ces groupes dans le monde.

[S1-1 24d] La prévention et la lutte contre le harcèlement et contre toute forme de discrimination s'applique au sein du Groupe mais également au profit des fournisseurs et sous-traitants (voir Section 3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur). Depuis 2021, le Groupe a déployé des guides pédagogiques qui réaffirment son principe de "tolérance zéro" en la matière et ce, partout dans le monde :

- un guide contre toute forme de discrimination à l'encontre des personnes LGBTQ+ en 2021 ;
- un guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes en 2022 ;

- un guide pour comprendre et soutenir les différentes identités de genre en 2023 ;
- un guide pour prévenir et lutter contre le racisme en 2025. Le Groupe a également publié en 2025 un engagement en faveur de l'égalité raciale et de l'inclusion ;
- Une nouvelle formation pour prévenir les risques de violences domestiques (novembre 2025).

[S1-1 24a, b] La politique de vigilance droits humains du Groupe bannit toute forme de discrimination et de harcèlement. Elle est présentée au paragraphe "Les politiques du Groupe" de la Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains.

Dès 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. En 2019, le Groupe a également mis en place un plan de prévention et de lutte contre le harcèlement sexuel et le sexisme.

[MDR-P]	Politique en matière de Diversité, Équité et Inclusion
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe. Chaque pilier a un sponsor, membre du Comex d'ENGIE. Il intervient comme ambassadeur et promeut la politique au travers d'actions concrètes.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique DEI est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Processus [S1-2]

Processus de dialogue avec le personnel salarié et ses représentants sur les impacts [S1-2]

[S1-2 28] L'enquête *ENGIE&Me* (voir Section 3.1.3.2.4 Équité, diversité et inclusion [S1-1, S1-2, S1-4, S1-5, S1-9, S1-16, S1-17]) comporte 25 questions sur les sujets de diversité, égalité professionnelle et inclusion issues du questionnaire EDGE, organisme externe de certification de la prise en compte des problématiques de diversité, d'équité et d'inclusion dans les entreprises. Dans le cadre de la certification EDGE, des enquêtes et/ou sondages complémentaires sont réalisés de façon ponctuelle par les pays du Groupe. Ce processus permet de recueillir les points de vue des salariés sur l'efficacité des politiques et des programmes en place et vise à prévenir, atténuer et/ou corriger toutes formes de discrimination qui pourraient entraîner une incidence négative sur les membres du personnel ou faire encourir un risque légal au Groupe.

Actions [S1-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
• Suivre le déploiement de la politique DEI publié en 2025	• Sensibilisation des salariés du Groupe au sujet DEI	Tous les salariés du Groupe	2027

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités, afin de mettre en œuvre les plans d'action mentionnés ci-dessus. Toutefois, en raison de la nature des dépenses, ces plans d'action sont considérés comme ayant un impact financier non significatif.

Formation et sensibilisation

[S1-4 38a, 40] Des formations et des ateliers de sensibilisation à la diversité et à l'inclusion sont organisés régulièrement, parmi lesquels :

- **La Fresque de la diversité**

  Outil d'intelligence collective développé par l'ESSEC *Business School*, qui permet d'expérimenter les mécanismes cognitifs à l'œuvre en matière de discriminations et de découvrir des approches visant à les réduire. De 2023 à 2025, plus de 4000 salariés ont été sensibilisés et 240 ont été formés pour animer ces ateliers partout dans le monde.

- **E-Learning**

  En 2025, des parcours de formation, l'un pour les collaborateurs, l'autre pour les managers ont été créés par ENGIE University à partir de nouveaux modules de e-learning pour les sensibiliser à chacun des piliers prioritaires de la politique DEI, y compris aux Violences Domestiques.

- **Formations et initiatives liées au recrutement**

  Le programme "Permis de recruter", déployé au niveau mondial permet de former les managers et les recruteurs de la filière RH au recrutement inclusif et non-discriminatoire en les sensibilisant sur les biais potentiels et sur l'importance de maintenir la neutralité et l'inclusivité des offres d'emploi. Ce programme permet d'atténuer le risque juridique auquel serait exposé le Groupe en cas de non-respect des lois et règlementations.

- **Des campagnes de sensibilisation**

  Des conférences, des guides, des partages de bonnes pratiques sont réalisés.

Déploiement d'outils de prévention

[S1-4 38b, 43] Le Groupe conçoit et partage des guides, a minima en anglais et en français, notamment sur les sujets LGBTQ+, l'identité de genre, la diversité religieuse, le sexisme et le harcèlement, les violences domestiques et la prévention du racisme pour instaurer une culture de vigilance parmi les équipes. Ils sont disponibles sur l'intranet (HR HUB).

Pour faciliter la prise de parole et le signalement de telles incidences, le Groupe soutient les groupes affinitaires de salariés (ERGs).

Pour soutenir le personnel en cas d'incident, ENGIE met à disposition de son personnel salarié et aux tierces parties son mécanisme d'alerte, décrit dans la Section 3.1.4.1.5.

Communications auprès du personnel

[S1-438c] Des supports de communication sont disponibles sur le site Intranet du Groupe et en particulier sur le Hub RH.

Suivi et mesure du progrès

[S1-4 38d] ENGIE suit et évalue l'efficacité de ses actions et initiatives à travers :

- des indicateurs globaux et locaux ; En 2025, ENGIE a créé un indicateur d'inclusion sur la base de 21 questions existantes dans l'enquête d'engagement *ENGIE&Me* qui servira à mesurer les évolutions de la perception des salariés dans le temps. Cet indicateur est construit à partir de 7 axes : Traitement équitable, intégration des différences, prise de décision, sécurité psychologique, confiance, sentiment d'appartenance et diversité. Le score de cet indicateur était de 75 en 2022, puis de 78 en 2023 et 2024 ;
- des audits réguliers (EDGE, Label Diversité en France…) ;
- des baromètres et des prix internationaux ou nationaux comme le classement "Europe's Diversity Leaders" du Financial Times ou "World's Best Employer" de Forbes.

[S1-4 39] ENGIE identifie les actions nécessaires en réponse à un impact négatif à travers un processus structuré de consultation et d'évaluation, dont font notamment partie les audits de suivi mentionnés ci-dessus.

Évaluation de la maturité

[S1-4 40a] L'enquête d'engagement *ENGIE&Me*, l'indicateur d'inclusion, un outil dédié à l'analyse d'écart de rémunération hommes-femmes et l'index égalité professionnelle et salariale (voir Section "Egalité professionnelle femmes-hommes") permettent d'évaluer l'évolution de la maturité. Les entités ayant reçu la certification EDGE ont également à leur disposition des indicateurs de suivi qui leur permettent de piloter leurs actions.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-9, S1-17]

Les cibles présentées ci-après reflètent les objectifs du Groupe en matière d'équité, de diversité et d'inclusion ainsi que les contraintes législatives liées à l'identification de certaines populations, notamment celles exposées à différents risques. Ainsi, le Groupe n'a pas fixé de cibles, ni ne dispose d'indicateurs, relatifs aux origines, à l'identité de genre ou à l'orientation sexuelle de son personnel.

Cibles relatives à l'emploi des femmes et à l'emploi des jeunes

Nature et description de l'objectif	2024	2025	Objectif 2030
Taux de femmes au sein de la population de cadres□□	32%	33,1%	40-60%
Taux d'apprentis au regard des salariés en contrats à durée déterminée et indéterminée hors entités régulées GRDF et NaTran en France.	8,3%	7,3%	10%

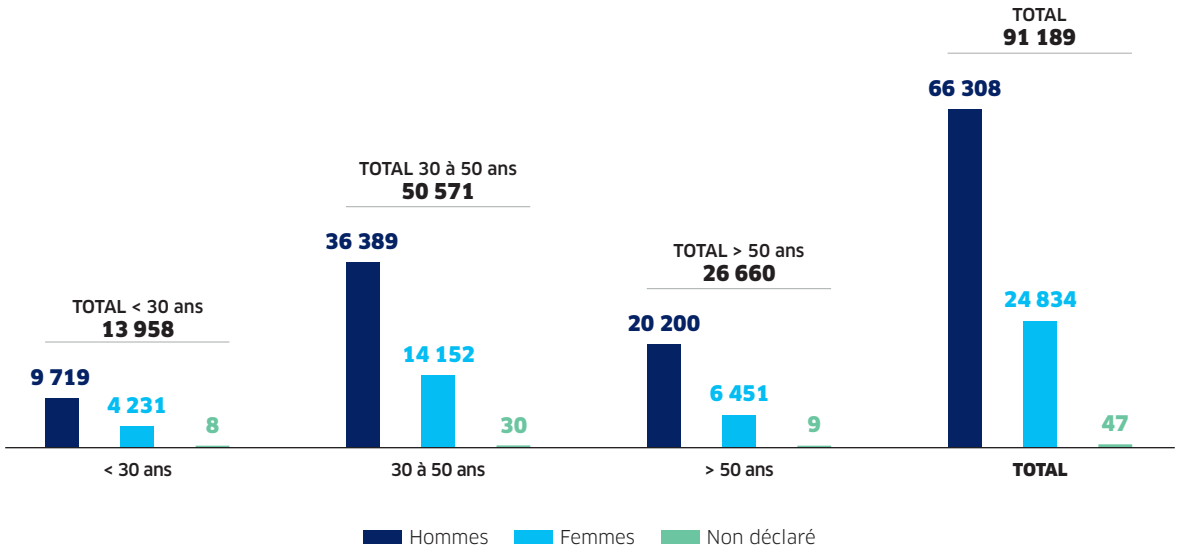
□□ *Vérifiées par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance raisonnable pour l'exercice 2025 (voir Section 3.1.7).*

[S1-5 47a, b, c] Les objectifs de recrutement de femmes cadres sont fixés par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, validés par le COMEX et figurent dans les critères d'évaluation (*score cards*) du Top Management. Ils sont déclinés par *Business Unit* et par Région. Des tableaux de bord sont mis à la disposition des parties intéressées pour suivre les indicateurs de leur périmètre et des bilans globaux sont présentés trimestriellement et en fin d'année.

Indicateurs de diversité

[S1-9 66a] Le Top Management est constitué de 310 salariés (vs 294 en 2024), dont 94 femmes et 216 hommes (vs 92 et 202 en 2024 respectivement).

[S1-9 AR71] Le Top Management désigne le plus haut niveau de décision et de responsabilité dans l'entreprise. Au sein d'ENGIE, tous les postes sont évalués en fonction du niveau et du périmètre de responsabilité, conformément à la méthodologie *Korn Ferry Hay*.



En raison d'un changement de définition des tranches d'âge en 2025, la comparaison avec l'année 2024 n'est pas disponible.

Cas, plaintes et impacts graves sur les Droits de l'Homme

[S1-17 103a, d] En 2025, 151 allégations de discrimination et de harcèlement affectant le personnel de l'entreprise ont été signalées via le dispositif d'alerte ENGIE (*Whistleblowing System*) et via le dispositif Groupe de reporting managérial des incidents éthiques (vs 75 en 2024 via le dispositif d'alerte ENGIE *Whistleblowing System*).

[S1-17 103b, d] Pendant la même période, 38 allégations liées aux autres droits sociaux et humains du personnel (santé-sécurité et pratiques de travail) ont été formulées via ces même dispositifs (vs 22 en 2024 via le dispositif d'alerte ENGIE *Whistleblowing System*) ; aucune plainte n'a été déposée auprès des points de contact nationaux pour les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales (vs aucune en 2024).

[S1-17 104a] Aucun incident grave en matière de droits de l'homme affectant le personnel ne s'est produit en 2025 (vs aucun en 2024).

Égalité professionnelle femmes-hommes [S1-4, S1-5, S1-16]

L'égalité femmes-hommes est l'un des piliers de la Politique DEI du Groupe. ENGIE a fixé un objectif majeur de parité femmes-hommes dans le management à 40-60% au niveau du Groupe à l'horizon 2030. En 2022, dans la continuité de ses engagements 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 – *gender pay equity*. Ce dernier mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes à postes équivalents.

Il compare la rémunération moyenne des femmes à celle des hommes pour chaque groupe correspondant aux tranches d'âge du Groupe et aux quatre catégories socio-professionnelles (ouvriers, employés, techniciens et agents de maîtrise, ingénieurs et cadres) ou aux niveaux de classification des salariés.

Actions [S1-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
• Identifier des éventuels écarts de rémunération entre femmes et hommes et définir les plans d'actions pour les traiter	• Éradication des éventuels écarts de rémunération entre femmes et hommes	Les salariés lésés par des écarts de rémunération supérieurs à l'objectif établi par le Groupe	Action annuelle récurrente

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le niveau des ressources (OPEX), du Groupe soutenant la mise en œuvre de ce plan d'action est adapté en fonction de chaque situation. Les montants correspondants sont intégrés dans les états financiers du Groupe au sein des charges de personnel.

[S1-4 38a, 40a] Afin de respecter le principe d'égalité salariale entre les femmes et les hommes, chaque société du Groupe définit son plan d'action afin de réduire les écarts de rémunération, analyse chaque année ses résultats et adapte si nécessaire ses plans d'action.

[S1-4 38c] Les plans d'action sont de diverses natures : analyse des différences de rémunération entre les femmes et les hommes à l'occasion des revues annuelles de salaires, examen des rémunérations proposées lors de l'embauche ou de promotions, vigilance au retour du congé maternité ou d'un congé parental, sensibilisation du management à la gestion de l'égalité salariale.

Pérenniser le processus et les engagements à long terme

[S1-4 38c, 40a, 41] Pendant la même période, les sociétés du Groupe ont prévu des plans d'actions à long terme, de nature à pérenniser le processus destiné aux objectifs d'équité salariale :

- mise en place d'accords d'égalité professionnelle ;
- instauration de politiques de transparence salariale pour garantir que tous les salariés comprennent les critères de rémunération, accompagnées de communications régulières et de consultations du personnel salarié sur les efforts et les progrès réalisés en la matière ;
- élaboration de processus d'analyse des différences de rémunération entre les femmes et les hommes à l'occasion des revues annuelles de salaire, notamment dans le cadre des attributions des augmentations salariales, avec des systèmes de contrôle et d'alerte pour examiner particulièrement la situation des femmes ;
- instauration d'une vigilance sur le niveau de rémunération à l'embauche pour garantir la cohérence entre hommes et femmes, en particulier lors d'embauches de femmes sur des métiers essentiellement occupés par des hommes ;
- instauration de procédures permettant d'éviter que les femmes ne soient pénalisées par un congé maternité ou un congé parental ;
- actions de sensibilisation des ressources humaines et du management sur les biais de genre lors du recrutement ainsi qu'à la gestion de l'égalité salariale ;
- accompagnement des départs des salariés en âge de prendre leur retraite et engagement à prioriser l'embauche des femmes lorsque cela est possible.

[S1-4 38d] Les résultats de ces plans d'actions font l'objet d'un suivi annuel au niveau du Groupe dans le cadre du Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) et de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-16]

Le Groupe s'appuie sur un outil centralisé recueillant des données de rémunération, le Reporting Social Groupe (Voir [S1-6 50e, f] – outil de collecte).

Cibles

[ESRS 2 – 81] À ce stade, l'indicateur d'équité salariale entre femmes et hommes retenu et suivi dans les objectifs du Groupe à horizon 2030 au niveau du CEEDD est l'écart ajusté présenté au début de ce chapitre (Voir Égalité professionnelle femmes-hommes). Celui-ci tient compte de certains facteurs explicatifs des écarts salariaux, notamment l'analyse des rémunérations en équivalent temps plein, la prise en compte des catégories socio-professionnelles et des tranches d'âge. Ces éléments permettent au Groupe de se concentrer sur les potentiels écarts non justifiés nécessitant des plans d'actions.

[S1-5 44a, b] Pour l'année 2025, l'équité salariale entre les femmes et les hommes (correspondant à l'indicateur numéro 1 de l'Index Egalité professionnelle) se situe à 1,57% (vs 1,85% en 2024), pour un périmètre représentant près de 83% des salariés du Groupe (vs 80% en 2024). Ce résultat est conforme à l'objectif du Groupe.

[S1-5 46] Depuis 2022, le Groupe a choisi de se focaliser sur l'équité salariale entre les femmes et les hommes à postes équivalents, avec un objectif cible d'un écart maximal de 2% au niveau Groupe. L'année de référence de cet objectif est 2022. La période à laquelle il s'applique est 2022-2030.

Les éléments de rémunération pris en compte sont : le salaire de base, la rémunération variable et prime individuelle, les primes collectives. Sont exclus : les indemnités de fin de contrat à durée déterminée, les primes liées à des sujétions de service, les heures supplémentaires et complémentaires, les indemnités de départ, les primes d'ancienneté, l'intéressement et la participation, les actions et compensations différées en actions.

Toutes les sociétés du Groupe de plus de 50 salariés en France et de plus de 250 salariés à l'international utilisent un outil de mesure développé par le Groupe, EQUIDIV, permettant 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.

Processus de définition de la cible

[S1-5 47a] En France, la thématique de l'égalité professionnelle et salariale est discutée avec les représentants du personnel et peut faire l'objet d'accords d'entreprise.

[S1-5 47b] ENGIE a signé avec les représentants du personnel un accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale du Groupe. Dans le cadre de l'engagement en matière d'égalité salariale entre les femmes et les hommes, un suivi des résultats est réalisé lors de la réunion annuelle du Forum mondial, présenté dans la sous-Section "Dialogue social" du présent chapitre.

[S1-5 47c] Chaque année, les sociétés relevant du périmètre de calcul analysent leurs résultats et mettent en place, si besoin, les actions de remédiation telles que celles décrites au paragraphe "Actions" précédent. Ces informations font l'objet d'échanges au sein des instances représentatives du personnel salarié.

Indicateurs de rémunération

Pour les calculs des indicateurs de rémunération présentés ci-après, les données de rémunération utilisées sont issues, comme en 2024, des données agrégées du Reporting Social Groupe (RSG) et également, et ceci est une amélioration en 2025, des données collectées dans le SIRH centralisé pour l'intéressement long-terme ; le périmètre est celui de l'ensemble des salariés du Groupe. Les données de rémunération prises en compte sont les données de rémunérations fixe, variable court terme, actions de performance attribuées, les primes exceptionnelles, certains avantages, comme les avantages en nature (voiture et logement). Les données de retraite ou d'intéressement/participation, ne sont pas recensées dans ces outils centraux et ne sont donc pas intégrées aux calculs de ces indicateurs ; leur impact est considéré non matériel sur les indicateurs suivis. Par ailleurs, s'agissant du calcul du ratio, le Groupe ENGIE étant constitué de sociétés ayant des systèmes de paye différents, la rémunération médiane n'est pas calculable en l'absence d'une base de données unique recensant les données individuelles de rémunération ; compte tenu du "Troisième Paquet Energie" adopté le 13 juillet 2009, qui impose l'indépendance de gestion des opérateurs de réseaux, et donc une non mise à disposition des informations par ceux-ci (notamment RH), une telle base de données n'est pas envisageable ; le calcul est donc réalisé sur la base de la rémunération moyenne Equivalent Temps Plein, calculable à partir des données présentes dans le RSG et excluant l'individu le mieux rémunéré.

[S1-16 97a, c] Au titre de 2025, l'écart de rémunération homme / femme calculé est de : 3,0% (vs 4,3% en 2024).

[S1-16 97b, c] Au titre de 2025, le ratio de rémunération calculé est de : 74,7 (vs 71,3 en 2024).

3.1.3.2.5 Talents et compétences [S1-1, S1-4, S1-5, S1-13]

Formation et développement [S1-1, S1-4, S1-5, S1-13]

Politiques [S1-1]

La formation et le développement sont essentiels pour le développement des personnes, la transformation organisationnelle et la croissance de l'entreprise.

[S1-1 19] ENGIE propose des programmes de formation, de parcours de carrières et des actions de développement personnel pour adapter 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 en effet les métiers des salariés. 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 grandes activités du Groupe (GBU) ;
- des objectifs de formation professionnelle pour tous les salariés.

Cette stratégie est menée avec la volonté de favoriser l'enrichissement des activités, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des salariés et leur responsabilisation.

[S1-1 21] Les initiatives et politiques de formation d'ENGIE s'alignent sur les Objectifs de Développement Durable des Nations Unies (ODD).

Politique Formation et développement

[S1-1 19, MDR-P 65a] Le Groupe s'est doté en 2017 d'une Politique Formation et développement qui vise à former 100% du personnel salarié (tous types d'activités confondues) chaque année à l'horizon 2030 via des opportunités multimodales. Cette politique a été revue en 2025 afin de partager une compréhension commune de la formation et du développement dans le Groupe, en ligne avec la Stratégie *People Development* (PDS) adoptée en 2024. La politique L&D vise à :

- soutenir la stratégie RH et le développement des talents ;
- anticiper les compétences d'aujourd'hui et de demain ;
- offrir une expérience d'apprentissage de qualité à tous.

ENGIE adopte l'approche 70 (apprentissage sur le terrain, mobilité), 20 (mentorat, collaboration entre pairs) et 10 (formation formelle).

[MDR-P]	Politique Formation et développement
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique Formation et développement est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

Afin de privilégier l'accessibilité et l'inclusion des différentes populations au sein du personnel salarié, le Groupe déploie de façon croissante des parcours digitaux, via le *Learning Management System* (LMS) du Groupe, accessibles dans les 11 langues de l'entreprise et s'assure de l'accessibilité des formations en présentiel aux personnes en situation de handicap dès lors qu'un collaborateur fait part de ses difficultés. ENGIE propose des opportunités de formation à l'ensemble des salariés via les catalogues de formations disponibles sur le système d'information RH (SIRH) du Groupe.

Politique de Développement des talents

La Politique Formation et développement est complétée par la Politique de développement des talents.

[MDR-P 65a] Cette dernière vise à anticiper les besoins en compétences et à préparer les futurs leaders et experts techniques de l'entreprise. Elle s'appuie sur une approche collective, avec les managers, pour identifier les postes clés et les talents potentiels, et propose des parcours de carrière personnalisés ainsi que des outils de développement communs à tous et complétés par des programmes adaptés à nos cibles prioritaires (les experts, les salariés ayant le potentiel de devenir des futurs Leaders et les Leaders actuels), présentés de façon détaillée dans la Section "Actions [S1-4]" ci-dessous.

Elle définit un langage commun sur les compétences, une nouvelle méthodologie d'évaluation des personnes en tenant compte de leurs aspirations professionnelles, de leur performance et de leur potentiel. Elle promeut la mobilité interne et les plans de succession, ainsi que la responsabilité des managers dans le développement des personnes par le biais de conversations régulières avec les salariés.

En 2025, une nouvelle Politique Mobilité a été déployée à l'échelle de la filière RH et auprès des managers, avec pour objectifs de construire une compréhension commune de la mobilité interne et de la positionner comme un levier stratégique au service du développement individuel des collaborateurs et de la performance collective du Groupe. Plusieurs actions structurantes ont été déployées afin d'offrir une expérience collaborateur plus fluide et positive :

- mise en place d'instances de mobilité régulières pour faciliter les changements de poste ;
- identification des opportunités internes ;
- valorisation des parcours transversaux ;
- simplification et amélioration des processus de recrutement internes ;
- accompagnement des acteurs RH et des managers dans l'appropriation des nouveaux principes de mobilité, via des outils, des formations et des communications ciblées.

Ces réalisations traduisent l'ambition du Groupe de faire de la mobilité un pilier central de sa politique de développement des talents.

[MDR-P]	Politique Développement des talents
Champ d'application	L'ensemble du personnel salarié du Groupe.
Responsable de la mise en œuvre	La Direction des Ressources Humaines du Groupe.
Modalité de mise à disposition de la politique	La Politique de développement des talents est accessible à l'ensemble des salariés via le site intranet du Groupe.

[S1-1 24d] Approuvée par le Comité Exécutif d'ENGIE et présentée aux représentants du personnel, la stratégie renforce la lutte contre tout type de discrimination et favorise l'inclusion de chacun en termes de développement et de carrière.

Actions [S1-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
• Cartographier les besoins d'ENGIE en termes de compétences et par job et déployer la démarche compétences au sein du Groupe	• Vision claire des compétences critiques pour orienter les plans de formation et mobilité • Identification des forces et lacunes pour ajuster les stratégies (mobilité, L&D, recrutement)	Tous les salariés du Groupe présents dans le SIRH	2027
• Mettre en place des Académies Métiers (GBU et fonctions transverses)	• Développement ciblé des compétences stratégiques, culture partagée	Tous les salariés du Groupe	Action annuelle récurrente
• Poursuivre le déploiement de la stratégie *People Development Group* auprès de nos salariés et notamment de la nouvelle politique Mobilité publié en 2025	• Augmentation du taux de mobilité interne, attractivité des carrières	Tous les salariés du Groupe	2027

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

Mise en place d'une gouvernance *Learning* du Groupe pour la formation et le développement des compétences clés

ENGIE privilégie une approche du développement qui met en exergue des compétences prioritaires par population et les besoins clés de formation associées.

[S1-4 38a, 39] Cette stratégie s'est traduite par la mise en place d'une gouvernance *Learning* avec une instance décisionnaire dotée de comités stratégiques et/ou opérationnels, se réunissant chaque trimestre pour aligner et prioriser les besoins en compétences des salariés. Cette communauté comprend environ 500 personnes dans la filière Ressources humaines.

[S1-4 38c] En 2025, quatre formations sont obligatoires en *e-learning* : Éthique, ENGIE *One Safety Induction,* Cybersécurité et *No Mind At Risk*. Le Digital Kickstarter est également obligatoire pour les Global Leaders et recommandé pour tous les employés. Deux programmes de formation pour les cadres sont également recommandés : ENGIE *Ways of Leading* (EWOL) et Protection de l'information chez ENGIE.

Formations dans le cadre d'*ENGIE University* et des Académies

[S1-4 38c] *ENGIE University* est un lieu de réflexion stratégique sur les politiques *Learning* et Développement d'ENGIE, ainsi que sur les compétences d'aujourd'hui et demain. Depuis plus de 15 ans, cette université d'entreprise accompagne le développement professionnel et personnel des salariés, en particulier des cadres et des *people* managers, et constitue un levier important de la culture d'entreprise et de la formation au sein du Groupe.

ENGIE University propose des programmes en présentiel et numériques (*e-learning* et classes virtuelles) pour renforcer l'accès à la formation pour l'ensemble de ses salariés, partout dans le monde.

Elle organise également des *Learning & Career Days régionaux en mode hybride (en ligne et en présentiel dans les pays),* ouverts à l'ensemble des populations du Groupe. Au total, plus de 10 000 salariés du Groupe y ont participé chaque année depuis 2024.

[S1-4 40a] Ces expériences d'apprentissage favorisent l'engagement des participants, comme en témoignent les NPS (*Net Promoter Score*) élevés et les verbatims des participants recueillis à l'issue.

[S1-4 38b] *ENGIE University* et les Académies métiers des GBU et des fonctions évoluent avec l'ambition de former un écosystème global de développement pour les collaborateurs du Groupe.

En 2025, à la suite de la transformation du Groupe, les Académies métiers ont évolué. Les Académies Renouvelables et Flex Gen ont fusionné. La nouvelle GBU S&EM est en train de mettre en place son Académie. Des Académies transverses existent également : la *HR Academy*, *Digital & Data Academy*, et la *Procurement Academy*.

[S1-4 38a] D'autres écoles métiers comme l'Ecole des métiers d'Energie Solutions France, les *GEMS Schools* ou *Energy Formation* de GRDF, ainsi que la *Sustainability Academy* proposant des formations liées à la transition énergétique, sont accessibles au personnel salarié.

[S1-4 38d] En 2025, le Groupe a formé 89,7% (vs 94,6% en 2024) de son personnel salarié. Chaque année des actions sont identifiées pour permettre de former davantage de salariés.

La feuille de route Formation & Développement 2025 vise à structurer une organisation apprenante, développer une meilleure expérience utilisateur via SEZAME (nom de l'HRIS) et *Learning Management System* (LMS), et une approche centrée sur les compétences. Elle renforce également la performance de la filière Formation par l'optimisation des outils, la qualité des données, et l'alignement stratégique avec les besoins RH et métiers.

Actions stratégiques de développement des compétences et *ENGIE Jobs*

[S1-4 39] Elles sont pilotées par un processus de gestion stratégique et prévisionnelle des emplois et des compétences (*Strategic Workforce Planning*). Les prévisions industrielles et financières alimentent une cartographie quantitative et qualitative à trois ans des compétences stratégiques et distinctives. Chaque *Global Business Unit* du Groupe doit se doter d'une telle cartographie afin de mettre en place sa stratégie et de déployer des plans d'actions associés.

[S1-4 40a] Cette approche est organisée autour du référentiel interne des *ENGIE Jobs* qui recense, dans une optique d'amélioration continue, plus de 400 rôles repères et les compétences attendues associées. Ce référentiel sert notamment de socle de travail pour alimenter la GEPP en France et cartographier les métiers stables, en croissance, en transformation ou en décroissance. Ce référentiel permet de :

- piloter l'évolution des effectifs par métiers et par fonctions ;
- d'anticiper les besoins en recrutement ;
- prendre en compte l'impact de la perte d'emplois liée aux changements du marché et des technologies ;
- déployer des plans de formation adaptés ;
- préparer des parcours de carrière adaptés aux enjeux émergents.

[S1-4 38d, 43, AR43] Ces données sont consolidées au niveau du Groupe pour obtenir une vision globale sur les évolutions des métiers et des compétences, en particulier sur :

- les technologies matures (éolien, solaire) ;
- les nouvelles technologies (stockage d'électricité par batterie, gaz verts) ;
- les compétences transverses (santé-sécurité, *data*, digital, gestion des risques).

Elles permettent également de construire des plans d'action transverses aux entités afin de répondre à leurs enjeux communs, notamment l'acquisition de nouvelles compétences, en recrutant des jeunes diplômés par l'intermédiaire de *graduate programs*.

Développement et fidélisation des talents du Groupe

[S1-4 38a] Depuis 2024, le Groupe a initié sa nouvelle stratégie de développement du personnel salarié avec une journée de formation, conçue et animée en interne suivie par plus de 6 000 managers. Cette formation a été déployée à tous les managers du Groupe en 2025, un *e learning* a été conçu pour tous les nouveaux managers et sera partagé à l'ensemble des salariés d'ici fin 2026. Cette stratégie renforce la responsabilité des managers en matière d'accompagnement des salariés du Groupe dans leurs projets de développement individuel et de carrière.

Des programmes ont été conçus pour mettre l'accent sur le développement et la fidélisation des talents et des experts :

Programmes de développement ENGIE

Les programmes de développement d'ENGIE ont pour objectif d'identifier, de développer et de fidéliser les talents stratégiques pour les fonctions de leadership. Ce dispositif s'articule autour de deux catégories clés :

- **Global Leaders :** Les Global Leaders occupent des fonctions clés au sein du Top Management d'ENGIE, ils sont chargés de définir la vision du Groupe et de piloter la transformation au plus haut niveau ;
- **Futurs Global Leaders :** Talents à haut potentiel, appelés à assumer des responsabilités majeures et identifiés dans les plans de succession des Global Leaders.

Expertise : un levier stratégique pour la performance

Depuis 2025, un nouveau cadre d'expertise remplace ExpAND et vise à reconnaître, développer et connecter les experts du Groupe dans des domaines techniques critiques alignés sur les priorités business. Ce dispositif, piloté par les GBU, repose sur une identification ciblée des talents et propose des parcours structurés pour renforcer l'impact industriel et l'innovation. Il offre aux experts des opportunités de développement, de visibilité et de mobilité, tout en clarifiant leurs rôles et responsabilités. En 2025, sept domaines prioritaires ont été déployés au sein de la GBU *Renewable & Flex Power* (éolien, solaire, hydro, batteries, thermique, dessalement, ingénierie électrique), et d'autres suivront progressivement. Ce programme marque une étape décisive pour faire de l'expertise un moteur de transformation et de performance durable.

People and Positions Reviews

[S1-4 38a] Les *People and Position Reviews* font partie du cycle annuel de développement des personnes et visent à remplir plusieurs objectifs :

- assurer la continuité et la croissance de l'entreprise en identifiant et en développant les futurs dirigeants potentiels d'ENGIE ;
- favoriser une culture de développement des talents et de promotion interne pour tous ;
- promouvoir la mobilité au-delà des silos organisationnels en croisant les points de vue et en concevant des plans de développement des personnes qualitatifs et concrets ;
- encourager la responsabilisation des managers vis-à-vis du développement des personnes en lien avec la stratégie du Groupe ;
- accroître la diversité à tous les niveaux pour une meilleure performance et en soutien à la stratégie commerciale du Groupe.

[S1-4 38b, c] En 2025, plus de 800 postes ont été identifiés comme *Global Key Positions* (vs 1 100 en 2024), c'est-à-dire critiques à l'échelle du Groupe. 87% de ces postes disposent d'un plan de succession (vs 81% en 2024). Au total, quelques 2 000 (vs 2 046 en 2024) successeurs ont été identifiés parmi plus de 34 000 employés (environ 22 000 cadres et plus de 12 000 non-cadres) dont le potentiel a été évalué par les managers durant les *People Reviews* menées en 2025 (vs 21 566 cadres et 17 989 non-cadres en 2024). Des plans d'actions clairs ont été établis pour accompagner le développement et la carrière de ces successeurs, ainsi que des autres salariés à fort potentiel et des salariés pour lesquels une mobilité est prévue l'année prochaine.

Management des carrières (*Career Paths*) et principes de mobilité

La gestion des carrières est un élément clé de la stratégie Ressources humaines du Groupe, notamment en vue d'optimiser la rétention des talents.

[S1-4 38a,b, c] Les différents axes de travail qui ont été renforcés en 2025 sont :

- les plans de succession pour l'ensemble des positions clés à l'échelle du Groupe et des Pays (3 500 postes), en enrichissant l'identification de successeurs sur plusieurs horizons de temps, permettant de mieux anticiper les plans de développement ;
- la communication sur des exemples de parcours au sein du Groupe, afin de susciter l'inspiration ;
- la définition des expériences et compétences attendues pour quelques postes clés du Groupe, pour plus de transparence ;
- la revue des *ENGIE Jobs* et la définition des compétences techniques et comportementales attendues sur chacun des *jobs* afin de créer des outils complémentaires d'exploration des parcours professionnels. En fonction des compétences déclarées, chaque collaborateur a ainsi la possibilité d'explorer les *jobs* les plus propices à une mobilité sur la base du *matching* des compétences.

[S1-4 38b, c, d, 39] L'efficacité de ces actions est mesurée à travers l'évolution des taux de rétention et de mobilité et via l'enquête d'engagement du Groupe, qui permettent également de définir des actions prioritaires de développement pour 2025 et 2026. Plus de 500 actions locales sont lancées au sein du Groupe suite aux résultats de l'édition 2024. Elles sont suivies via un tableau de bord. Près de 30% concernent le développement de nos collaborateurs et un autre tiers vise à simplifier le Groupe et renforcer notre processus d'amélioration continue.

Campagnes d'évaluation des performances et de développement

Les campagnes d'évaluation des performances et de développement font partie du cycle annuel de management du personnel salarié.

[S1-4 38a] Elles visent à établir clairement les attentes de performance individuelle en ligne avec les objectifs du Groupe, afin de garantir que chacun identifie clairement sa contribution au succès d'ENGIE, soit reconnu pour ses réalisations et ses résultats, et reçoive un soutien pour maximiser son potentiel.

[S1-4 38b/c] Les entretiens de performance incluent, en complément des réalisations, une analyse de la performance sous l'angle des comportements attendus (définis par les *ENGIE Ways of Leading* et *ENGIE Ways of Working*), ainsi que sur des thématiques transverses telles que la santé et la sécurité, la diversité et l'inclusion, la cybersécurité et l'éthique.

[S1-4 38a, b, c] La campagne d'entretiens de développement a vocation à permettre aux managers et aux salariés de faire le point sur les actions de développement, les aspirations professionnelles et la mobilité, en concevant conjointement des plans de développement individuel.

[S1-4 38d, 39, 41] L'efficacité de la démarche se mesure selon le % de membres du personnel salarié qui reconnaissent, à la fin de l'entretien, les résultats de l'évaluation.

Cibles et indicateurs [S1-5, S1-13]

Programmes de formation

Les comités de pilotage définissent chaque année les priorités et des indicateurs stratégiques des actions développées par *ENGIE University* et les académies des Métiers.

Suivi des objectifs généraux du Groupe en matière de formation

[S1-5 46] En 2025, en moyenne, 89,7% du personnel salarié du Groupe a suivi au moins une formation, soit en présentiel, en digital ou en hybride dans l'ensemble des pays et activités.

[S1-5 47a, b] Les étapes pour atteindre cette cible de 100% de salariés formés ont été définies par le Directeur *Learning* Groupe. ENGIE communique également en interne et en externe de façon transparente sur cet indicateur, via la filière Ressources humaines en particulier.

[S1-5 47c] Le sujet Formation/Learning est également présenté et discuté avec les partenaires sociaux, dans les instances de dialogue social (comité France, comité d'entreprise européen, Forum mondial).

	2024	2025	2030 cible
Taux d'effectif formé chaque année	94,6%	89,7%	100%

[S1-13 83b] Indicateurs de formation et de développement des compétences

	Nombre moyen d'heures de formation par salarié et par genre	
Sexe	**2024**	**2025**
Homme	21	21
Femme	16	16
Autre	11	11
Non-déclaré	24	20
TOTAL	**20**	**20**

Le dénominateur utilisé pour calculer les indicateurs de formation est le *headcount*.

3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaires [S1-1, S1-4, S1-5, S1-14, S1-15]

En matière de santé-sécurité au travail, ENGIE souhaite apporter le même niveau de protection et de prévention des risques à toutes les personnes travaillant pour le Groupe quel que soit leur statut, salariés, intérimaires et sous-traitants. Les dispositions mises en œuvre par ENGIE exprimées dans sa Politique Santé-Sécurité, dans ses règles et standards santé-sécurité et dans ses processus s'appliquent donc à ces différentes populations. Pour les sous-traitants, ces dispositions sont décrites dans la présente section et ne sont pas reprises dans la Section 3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur, de façon à limiter les répétitions. En complément, les dispositions spécifiques au management de la santé-sécurité des sous-traitants sont décrites en Section 3.1.3.3. Les actions réalisées en 2025 pour maitriser les risques santé-sécurité dans le cadre de contrats dits *"Engineering, Procurement and Construction"* (EPC ; en français : Ingénierie, Approvisionnement et Construction) sont présentées en Section 3.2.4.2 Achats hors énergie.

Concernant les non-salariés, ENGIE a choisi d'appliquer une disposition transitoire pour son reporting 2025 en ne publiant que les données relatives aux travailleurs intérimaires.

Politiques, processus [S1-1]

[S1-1 19, 23]

La Politique Santé-Sécurité

[MDR-P 65a] L'approche santé-sécurité au travail d'ENGIE comprend deux axes de prévention distincts :

- l'axe "*No Life At Risk*" qui traite de la prévention des accidents ;
- l'axe "*No Mind At Risk*" qui traite de l'amélioration de la qualité de vie au travail et de la prévention des risques psychosociaux.

Ces deux axes de prévention sont déclinés dans la Politique Santé-Sécurité qui a fait l'objet d'un accord avec les représentants du personnel au niveau mondial.

L'ambition du Groupe, exprimée en préambule de la politique, est de faire de chacun, dirigeant, manager, salarié, sous-traitant, un acteur engagé de sa santé, de sa sécurité et de celles des autres.

La Politique Santé-Sécurité d'ENGIE est structurée autour de huit principes fondamentaux, tels que par exemple la prise en compte des risques dans tout processus de décision, une démarche participative à la prévention des situations à risque ou la promotion d'un climat de confiance et d'échange.

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. Cette révision a permis notamment d'introduire l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" et des dispositions pratiques complémentaires destinées à améliorer la qualité de vie au travail et à prévenir les risques psychosociaux.

[MDR-P]	Politique Santé-Sécurité
Champ d'application [MDR-P 65b]	L'ensemble des entités pour lesquelles ENGIE exerce le management opérationnel de la santé-sécurité. L'ensemble des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe.
Niveau hiérarchique le plus élevé responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La mise en œuvre de la Politique Santé-Sécurité est présentée sous la forme des résultats et des principales actions mises en œuvre aux instances suivantes : • Comité Exécutif ; • Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ; • Conseil d'Administration.
Description de l'attention portée aux intérêts des parties prenantes lors de l'élaboration de la politique [MDR-P 65d]	La Politique Santé-Sécurité a fait l'objet d'un accord avec les représentants du personnel au niveau mondial, ce qui a permis d'intégrer les attentes des salariés en matière de santé-sécurité au travail. La mise en œuvre de la politique est partagée régulièrement avec ces mêmes représentants du personnel à l'occasion des réunions du Forum mondial et du Comité d'Entreprise Européen, instances d'échange bipartie.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	L'accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Les Règles Groupe et standards santé-sécurité

La Politique Santé-Sécurité du Groupe est déclinée au travers de Règles Groupe (RG) santé-sécurité et de standards thématiques.

Ces Règles Groupe santé-sécurité traitent de thématiques spécifiques, telles que le management des risques en santé-sécurité, la gestion des accidents graves, potentiellement graves ou mortels, le management de la santé-sécurité des sous-traitants et celui des intérimaires. Ces règles constituent autant de processus applicables par l'ensemble des entités du Groupe.

Par ailleurs, le Groupe publie des standards thématiques qui permettent de maîtriser les risques santé-sécurité pour des activités présentant des risques spécifiques, telles que les travaux en hauteur ou l'utilisation de véhicules routiers.

Les règles et standards santé-sécurité du Groupe s'appliquent :

- de façon obligatoire dans toutes les entités pour lesquelles ENGIE assure le management opérationnel de la santé-sécurité ;
- de la même façon à l'ensemble des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe.

Le pilotage et la gouvernance de la santé-sécurité

Le Groupe a mis en place et révise périodiquement un dispositif de *reporting* quantitatif (exemple : taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt) et qualitatif (exemple : HiPo = événement à haut potentiel de gravité = presqu'accident grave ou mortel) destiné à renseigner la ligne managériale sur la performance santé-sécurité des différentes entités du Groupe.

Le Groupe et ses entités réalisent régulièrement des revues de leur performance en santé-sécurité aux différents niveaux de l'organisation.

Un Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des quatre GBU ainsi que des entités opérationnelles Nucléaire et Tractebel se réunit tous les mois. Ce comité a pour mission de définir les indicateurs à suivre et les objectifs, de décider des actions à mettre en œuvre et d'assurer sur le plan opérationnel le déploiement des plans d'actions.

Des points réguliers sont présentés devant l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe (communauté des "*Global Leaders*").

Des critères de performance en santé-sécurité sont intégrés aux parts variables annuelles des rémunérations de la Directrice Générale et des autres membres du Comité Exécutif. Les parts variables annuelles des cadres dirigeants comprennent également des critères de performance en santé-sécurité sur leur périmètre de responsabilité. Un système de malus est mis en œuvre pour les dirigeants qui ont eu à déplorer un accident mortel dans leur périmètre.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les managers et la filière santé-sécurité du Groupe.

La communication et la sensibilisation

Les processus de communication et de sensibilisation des salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe sur les sujets santé-sécurité prennent différentes formes :

- campagnes de communication et de sensibilisation sur les risques majeurs ;
- organisation chaque année de la semaine mondiale de la santé-sécurité ;
- organisation tous les ans d'un *Safety Stand Down* consistant à arrêter les activités habituelles au profit d'échanges dédiés à la prévention des accidents graves et mortels ;
- causeries santé-sécurité destinées à échanger au sein des collectifs de travail sur des sujets spécifiques impliquant l'équipe.

L'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions dédiées à l'amélioration de la qualité de vie au travail de leurs salariés et ainsi prévenir les risques psychosociaux, dans le cadre de l'axe de prévention "*No Mind At Risk*".

Pour ce faire, la Direction Santé Sécurité et Support Projets Groupe anime un réseau de référents sur la qualité de vie au travail. Ce réseau est sollicité notamment pour concevoir les outils à destination de l'ensemble du Groupe.

L'animation de la filière santé-sécurité

L'animation de la filière santé-sécurité du Groupe fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes entités. Cette animation s'appuie notamment sur l'organisation de webinars mensuels thématiques, de présentations de l'analyse des causes des accidents graves et mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques et de sensibilisation.

La *Newsletter* "*Prevention News*" dédiée à l'axe de prévention "*No Life At Risk*" permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents graves, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité (HiPo), ainsi que les bonnes pratiques mises en œuvre localement.

Enfin, le Groupe organise chaque année une convention à destination des responsables santé-sécurité des entités et de représentants de la filière.

Le contrôle interne et les audits

Chaque année, le Groupe administre un questionnaire dit de contrôle interne qui permet aux responsables santé-sécurité des entités de s'auto-évaluer quant à la maîtrise des risques d'accident grave et mortel, et d'identifier des actions d'amélioration sur les thématiques qu'ils estiment déficientes (INCOME/COR8a).

Par ailleurs, ENGIE a mis en place un processus d'audit interne Groupe destiné à évaluer dans les entités la maîtrise des risques majeurs, pour éviter les accidents graves et mortels. À cette occasion sont identifiées des bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre.

Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2025 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Au sein du Comité d'Entreprise Européen, un groupe de travail permanent est dédié à la santé-sécurité et à la qualité de vie au travail. Il réalise régulièrement une revue des résultats et actions engagées, et mène une réflexion continue sur les sujets de santé-sécurité au travail et de qualité de vie au travail.

Actions [S1-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Mettre en œuvre le plan de transformation *ENGIE One Safety*	Éradication durable des accidents graves et mortels en déclinaison de l'axe de prévention "*No Life At Risk*"	Salariés, intérimaires et sous-traitants	Jusqu'à l'atteinte de l'objectif
Finaliser la formation-coaching de l'ensemble des managers du Groupe *ENGIE One Safety Culture*	Suivi du programme de formation-coaching par tous les managers du Groupe	Tous les managers du Groupe, opérationnels et fonctionnels	Décembre 2025
Renforcer la prévention des risques psychosociaux	Renforcement de l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" pour les projets de transformation ainsi que pour les activités habituelles	Salariés	Décembre 2027
Mettre à disposition des entités de nouvelles campagnes de communication et de sensibilisation	Sensibilisations élaborées par le Groupe mises à disposition des entités en 2025 : • maîtrise des risques liés à la circulation routière • vigilance partagée pour les axes de prévention "*No life At Risk*" et "*No Mind At Risk*" • prévention des risques psychosociaux	Salariés, intérimaires et sous-traitants	Décembre 2025
Finaliser la configuration et le déploiement de *One Safety Tool*	Mise à disposition des entités et du Groupe d'un outil digital santé-sécurité unique permettant d'évaluer la performance du Groupe en termes de prévention des accidents graves et mortels	Entités pour lesquelles le Groupe assure le management opérationnel de la santé-sécurité	Décembre 2025

[MDR-A 68a, 68b, 68c, 68d, 68e] Les principales actions mises en œuvre par le Groupe en 2025 sont décrites ci-dessous, en intégrant si nécessaire l'échéance finale si l'action se prolonge au-delà de 2025, ainsi que les résultats qualitatifs et quantitatifs.

[MDR-A 68d, 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des actions mentionnées ci-dessus, considérées comme ayant un impact financier non significatif.

Le plan de transformation ENGIE One Safety

À la suite des accidents mortels qui se sont produits en 2021, 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 salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe.

Dans le cadre de la mise en œuvre de ce plan de transformation, plusieurs thématiques ont été traitées en 2025 permettant de définir et/ou de renforcer les dispositions à mettre en œuvre pour que le Groupe atteigne le plus tôt possible et de façon durable, son objectif de zéro accident grave et mortel.

Le Groupe a ainsi travaillé à renforcer ses capacités d'organisation apprenante en continuant à travailler à l'amélioration de sa culture de transparence ("*Speak-up culture*"). L'amélioration de la culture de la transparence a pour objectif d'inciter les opérateurs exposés aux risques à rapporter les incidents qu'ils ont vécu (en particulier les HiPo, presqu'accidents mortels), ce qui permet d'en analyser les causes et de mettre en place des actions correctives permettant d'éviter leur récurrence. Les actions réalisées en 2025 sur ce sujet sont les suivantes :

- enquête réalisée auprès d'un échantillon de collaborateurs visant à qualifier leur ressenti sur leur possibilité de s'exprimer sans contraintes et d'identifier des axes d'amélioration ; cette enquête a eu pour objectif d'estimer dans quelle mesure les collaborateurs se sentent à l'aise pour signaler à leur hiérarchie les éventuelles difficultés rencontrées en matière de santé-sécurité au travail, ainsi que les événements significatifs qu'ils ont vécu, du type HiPo ;
- révision de la politique du Groupe en matière de culture juste couvrant la reconnaissance des comportements vertueux et le traitement des conséquences des écarts par rapport aux règles santé-sécurité, dorénavant davantage orientée sur l'identification d'actions correctives.

Concernant la prévention des accidents graves et mortels des sous-traitants, le Groupe a repris un programme mis en place par l'entité LEI France, PEPS (Partenaires Engagés Pour la Sécurité), de façon à l'adapter puis à le tester, pour pouvoir le déployer à partir de 2026 à l'ensemble de ses entités.

En 2025, le e-learning *"ENGIE One Safety Induction*", a été étendu aux sous-traitants du Groupe. Cet e-learning a été conçu pour ancrer les Incontournables de la Sécurité dans les pratiques quotidiennes des personnes exposées aux risques d'accident grave ou mortel. Il est maintenant accessible via un site internet dédié "*ENGIE One Safety*", avec des versions traduites dans les principales langues utilisées par les sous-traitants au sein du Groupe (https://onesafety.engie.com/fr/home-fr/).

La communication et la sensibilisation

Compte tenu de la multiplication des événements à haut potentiel de gravité (HiPo) liés à la circulation sur site et de l'accident mortel de circulation sur un projet de construction qui se sont produits en 2024, le Groupe a déployé au premier trimestre 2025 une nouvelle campagne de sensibilisation sur le risque routier destinée à rappeler les règles à mettre en œuvre.

Cette année encore, le Groupe a souhaité marquer la semaine mondiale de la santé-sécurité au travail *(World Safety Week)* au travers d'une animation spécifique destinée aux différents collectifs de travail, avec comme thématique spécifique en 2025 la vigilance partagée à appliquer à la fois pour l'axe de prévention "*No Life At Risk*" dédié aux risques d'accidents graves et mortels et pour l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" dédié aux risques psychosociaux.

Comme chaque année au mois d'octobre, le Groupe a organisé un *Safety Stand Down* destiné à commémorer les victimes d'accidents mortels et à renforcer la mise en œuvre des attendus du Groupe en matière de prévention des accidents graves et mortels. Le principe de cet événement consiste à arrêter l'ensemble des activités du Groupe et à dédier ce moment particulier aux échanges au sein des équipes autour de la prévention des risques majeurs en santé-sécurité. À cette occasion a été présentée la nouvelle démarche de renforcement de la prévention des risques psychosociaux.

La formation-coaching des managers

Suite à l'évaluation de son organisation et de sa culture santé-sécurité par un consultant externe, le Groupe a conçu, testé et lancé en 2022 et 2023 un nouveau programme de formation-coaching destiné à l'ensemble de ses managers, appelé *ENGIE One Safety Culture*. Ce programme, basé sur une approche innovante de coaching, a pour objectif d'améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, les causeries et les revues de performance de façon à promouvoir une culture de sécurité renforcée, notamment auprès des salariés et des intérimaires.

EN 2025, ENGIE a finalisé le déploiement de cette formation-coaching de ses managers opérationnels et fonctionnels. Depuis le lancement du programme, ce sont 10 501 managers qui ont été formés et 6801 managers qui ont été coachés (respectivement 8578 et 5207 fin 2024).

[MDR-A 68c] Ce programme sera maintenu dans la durée pour former le flux des nouveaux managers.

Un outil digital unique, One Safety Tool

Dans le cadre du plan de transformation *ENGIE One Safety*, le Groupe a souhaité mettre en place un outil digital santé-sécurité partagé avec l'ensemble de ses filiales et entités. Les objectifs de cet outil digital transverse, appelé *One Safety Tool (OST),* sont multiples : permettre d'harmoniser et d'ancrer les processus et pratiques de prévention des accidents graves et mortels au sein de l'ensemble du Groupe, évaluer plus finement la maîtrise de ces risques majeurs au travers d'une collecte standardisée des données et superviser la mise en œuvre des actions de traitement des risques d'accidents graves et mortels.

L'année 2025 a été consacrée :

- à la finalisation de la configuration des différentes fonctionnalités de l'outil ;
- au déploiement de la plateforme à l'ensemble des entités du Groupe en s'appuyant sur des formateurs et relais locaux ;
- au lancement d'un site intranet dédié sur lequel sont mis à disposition des guides utilisateurs et des informations techniques concernant l'utilisation d'OST ;
- à la mise en place d'un espace d'échange digital pour les utilisateurs qui peuvent ainsi poser leurs questions et partager leurs retours d'expérience ;
- à la conception d'une première version d'une application permettant d'accéder à *One Safety Tool* à partir d'un smartphone ;
- à la conception d'outils complémentaires à la plateforme destinés à exploiter les données collectées.

L'amélioration de la qualité de vie au travail et la prévention des risques psychosociaux

Dans le cadre du plan de transformation *ENGIE One Safety*, la décision a été prise en 2025 de renforcer l'axe de prévention "*No Mind At Risk*" en portant une attention toute particulière aux aspects culturels et comportementaux, et en s'appuyant sur les bonnes pratiques déjà en place dans les entités. Cette nouvelle démarche pluriannuelle est sponsorisée par le Directeur des Ressources Humaines du Groupe. Les outils qui seront mis en place seront destinés d'une part aux projets de transformation de l'organisation des entités et d'autre part au traitement des situations plus habituelles qui peuvent survenir lors des activités des entités. En 2025 ont été lancées les premières actions :

- déploiement d'un module de sensibilisation sous forme d'un e-learning à réaliser de façon obligatoire par l'ensemble des collaborateurs du Groupe ;
- déploiement d'une campagne de sensibilisation destinée à favoriser les prises de conscience et les changements de comportements ;
- élaboration d'un nouveau standard exprimant les attendus du Groupe vis-à-vis des entités concernant la détection des risques psychosociaux, l'engagement managérial et le reporting puis l'analyse des événements graves ;
- développement d'un kit méthodologique pour accompagner les projets de transformation des organisations et manager les éventuels risques psychosociaux à chaque étape du projet.

En outre, le Groupe a poursuivi la publication de sa *Newsletter* bimensuelle dédiée à l'axe de prévention "*No Mind At Risk*". Cette *Newsletter* a présenté les actualités du Groupe sur le sujet, des bonnes pratiques et actions mises en place localement par les entités, ainsi que des focus sur des sujets particuliers (exemples : le *e-learning* pour les collaborateurs, la vigilance partagée appliquée aux risques psychosociaux, le management de la charge mentale).

La Direction Santé Sécurité et Support Projets Groupe a par ailleurs piloté en 2025 la mise en œuvre d'un questionnaire de contrôle interne sur la maîtrise des risques psychosociaux (INCOME/COR8c). L'objectif de ce questionnaire est de permettre aux entités de s'auto-évaluer sur leur maîtrise de ces risques et d'identifier les éventuelles actions correctives à mettre en place. Le questionnaire a été déployé sur 70 entités sélectionnées sur la base des résultats de l'enquête *ENGIE & Me* réalisée en 2024.

KPIs et cibles [S1-5, S1-14, S1-15]

Nature et description de l'objectif	Reporting 2024	Reporting 2025	Objectif 2030	Objectif 2025	IRO correspondants
Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,7	1,7	1,5	≤ 1,7	sécurité au travail
Nombre de décès dûs à des accidents professionnels des salariés, intérimaires et sous-traitants	3	1[(1)]	0	0	sécurité au travail
Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants	0,009	0,003	0	0	sécurité au travail

Ces indicateurs et cibles intègrent les entités pour lesquelles le Groupe assure le management opérationnel de la santé-sécurité.

Les taux de fréquence et de mortalité ont été déterminés sur la base des heures travaillées. Ils sont présentés par million d'heures travaillées. Les heures travaillées des sous-traitants peuvent être estimées à partir des montants des factures lorsque ces heures travaillées ne sont pas directement disponibles. En 2025, de l'ordre de 44% des heures travaillées des sous-traitants ont été estimées.

ENGIE s'est fixé les objectifs suivants qui concernent les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe, quel que soit leur type de contrat :

- aucun accident grave et mortel liés au travail parmi les personnes travaillant pour le Groupe ;
- réduction du taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt, ce taux de fréquence global intégrant les accidents des salariés, des intérimaires et des sous-traitants.

[MDR-T 79c] En 2025, le Groupe déplore un décès dû à un accident professionnel. Cela rappelle avec force que l'objectif zéro accident mortel demeure une priorité absolue pour 2026. Par ailleurs, ENGIE a réussi à stabiliser le nombre d'accidents de travail avec arrêt dans un contexte de profil de risques plus élevé. Le taux de fréquence de ces accidents s'établit à 1,7 fin 2025, comme en 2024.

(1) *Une personne a perdu la vie en 2025 alors qu'elle travaillait pour un sous-traitant du Groupe. A noter : un salarié est décédé sur son lieu de travail sans qu'un lien direct avec ses activités professionnelles n'ait pu être formellement établi. D'un point de vue juridique, le dossier est toujours en cours d'instruction à la date de publication du présent document.*

Indicateurs au périmètre ESRS S1 :

Les résultats présentés dans le tableau suivant prennent en compte les filiales contrôlées par le Groupe (intégration globale) ainsi que les activités conjointes correspondant au périmètre de consolidation financière considéré dans l'État de durabilité, comme demandé par les normes ESRS. Sont pris en compte dans ces résultats l'ensemble des salariés travaillant pour ces filiales et entités, ainsi que les intérimaires.

Indicateurs ESRS-S1	2024	2025
Pourcentage des salariés couverts par un système de management de la santé-sécurité fondé sur des exigences légales et/ou des normes ou des lignes directrices reconnues	72%	80,9%
Pourcentage des intérimaires couverts par un système de management de la santé-sécurité fondé sur des exigences légales et/ou des normes ou des lignes directrices reconnues	72%	77,6%
Nombre de décès dûs à des accidents professionnels parmi les salariés du Groupe	1	0
Nombre de décès dûs à des accidents professionnels parmi les intérimaires du Groupe	0	0
Nombre de décès dûs à des accidents professionnels parmi les sous-traitants du Groupe	2	1
Nombre de jours perdus en raison d'accidents du travail avec arrêt des salariés et d'accidents mortels des salariés (1)	18 116	17 873
Nombre d'accidents avec et sans arrêt de salariés	1 111	1 125
Nombre d'accidents avec et sans arrêt de salariés et intérimaires	1 160	1 146
Taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt des salariés	6,7	7,2
Taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt des salariés et des intérimaires	6,7	7,1
Nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles reconnus de salariés, selon la réglementation locale	45	17

Les pourcentages des salariés et des intérimaires couverts par un système de management de la santé-sécurité fondé sur des exigences légales et/ou des normes ou des lignes directrices reconnue sont calculés sur la base des effectifs moyens mensuels.

Le taux de fréquence des accidents avec et sans arrêt est calculé de la façon suivante :

- TRIR (2) = (Nombre de traitement médical + accident avec aménagement de poste + accident avec arrêt + accidents mortels) x 10^6 / Nombre d'heures travaillées.

Indicateurs spécifiques :

Les indicateurs spécifiques au Groupe (taux de mortalité et taux de fréquence des accidents avec arrêt) sont intégrés dans le présent état de durabilité de façon à assurer la continuité de l'information par rapport aux indicateurs publiés en 2024.

Les résultats présentés dans ce paragraphe intègrent les entités pour lesquelles le Groupe assure le management opérationnel de la santé-sécurité. ENGIE dispose de ce management opérationnel lorsque le Groupe a la maîtrise ou la capacité d'influencer la conduite et la réalisation des activités santé et sécurité. Pour l'ensemble de ces entités, les indicateurs présentés intègrent 100% des salariés, intérimaires et sous-traitants.

- **[information spécifique de l'entité]** Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants de 0,003 pour un objectif de zéro (0,009 en 2024). Ce taux de mortalité est défini par la norme internationale GRI-403 (publiée par la *Global Reporting Initiative*) relative à la publication d'indicateurs de performance concernant la santé-sécurité au travail. Il est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants : taux de mortalité = (Nombre de décès liés au travail) x10^6 / Nombre d'heures travaillées ;
- **[information spécifique de l'entité]** Taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés, des intérimaires et des sous-traitants travaillant pour le Groupe de 1,7 conforme à l'objectif de l'année de 1,7 maximum (1,7 en 2024) ; le taux de fréquence des accidents avec arrêt est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants : LTIR (3) = (Nombre d'accidents de travail avec arrêt + nombre de décès dûs à des accidents professionnels) x 10^6 / Nombres d'heures travaillées ;
- **[information spécifique de l'entité]** Taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt des salariés de 2,0 (stable par rapport à 2024).

Les accidents de trajet ne sont pas comptabilisés dans les accidents de travail compte tenu que les trajets ne sont pas réalisés sous la responsabilité du Groupe, sauf si les moyens de transport utilisés pour ces trajets sont affrétés par le Groupe.

(1) *Le nombre de jours perdus à la suite d'un accident mortel est le nombre de jours compris entre la date de l'accident et la date du décès, si le décès ne survient pas immédiatement après l'accident. Si le décès est immédiat, aucun jour perdu n'est comptabilisé.*
(2) *TRIR : "Total Recordable Incident Rate".*
(3) *LTIR : "Lost Time Injury Rate".*

3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) [ESRS S2]

Introduction [SBM-3, S2-1, S2-3, S2-4]

Description des types de travailleurs dans la chaîne de valeur [SBM-3]

[SBM-3 11] Dans le cadre des achats hors énergie, les travailleurs de la chaîne de valeur susceptibles d'être affectés par les activités d'ENGIE sont les salariés des Fournisseurs.

[SBM-3 11a] Au sein du Groupe, l'expression "Fournisseur" vise les entreprises externes avec lesquelles le Groupe et ses entités ont une relation contractuelle directe, ce qui comprend :

- les entreprises qui fournissent un bien (les fournisseurs) ;
- les entreprises qui effectuent une prestation de service pour ENGIE, en plus ou non d'une fourniture d'un bien (les sous-traitants).

La présente Section s'applique aux Fournisseurs et à leurs salariés ainsi qu'à leurs propres fournisseurs, constitutifs de la chaîne d'approvisionnement d'ENGIE, également désignés par l'expression "travailleurs de la chaîne de valeur", sauf indication contraire.

[SBM-3 11a i-v] Parmi les Fournisseurs, les sous-traitants interviennent sur les sites de l'entreprise sans faire partie intégrante de son personnel. Il s'agit par exemple des installateurs qui assurent la mise en place et le bon fonctionnement des équipements, ou encore les professionnels du *facility management*, etc. Ces sous-traitants sont soumis aux mêmes risques et impacts que les salariés et intérimaires du Groupe quelle que soit la nature de l'équipement ou de la prestation de service qu'ils fournissent.

[SBM-3 11d] Dans le cadre de son exercice de double matérialité, ENGIE a identifié des impacts, risques et opportunités concernant les travailleurs de la chaîne de valeur.

ENGIE applique dans ses activités les principes énoncés par les conventions de l'OIT relatives aux droits fondamentaux des travailleurs (interdiction du travail forcé et du travail des enfants, non-discrimination, négociation de convention collective et liberté syndicale), à la santé et au bien-être des travailleurs, ainsi qu'aux conditions de travail décentes (salaire, temps de travail…). Ces principes s'appliquent à l'ensemble des travailleurs de la chaîne de valeur.

Les Fournisseurs doivent traiter leurs employés de manière équitable et avec dignité. Dans le cas où la loi et la réglementation ne spécifient pas de salaire minimum, les Fournisseurs doivent s'assurer que les salaires versés soient équitables ou permettent de satisfaire davantage que les besoins primaires. Ces principes sont contenus dans la Politique de vigilance - droits humains.

[SBM-3 11e] ENGIE est également confronté à des risques juridiques et réputationnels, tels que le paiement d'amendes, les coûts de remise en conformité, les frais de justice et les indemnités, au cas où le Groupe ne respecterait pas les obligations liées au devoir de vigilance.

[SBM-3 11c] En parallèle ENGIE doit prendre en compte des impacts négatifs systémiques comme l'implication involontaire dans la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs en raison d'achats effectués dans des secteurs et/ou géographies considérés comme "à risque", ce qui pourrait constituer un risque pour ses activités.

[SBM-3 12] Les achats d'ENGIE portent sur des produits et services provenant d'industries et/ou de zones géographiques fort différentes les unes des autres, certaines pouvant être plus ou moins à risque en termes de droits des travailleurs et soumis à des réglementations en la matière plus ou moins strictes et appliquées. De ce fait, le Groupe est conscient que sa chaîne de valeur est exposée à des impacts négatifs spécifiques liés par exemple au non-respect des droits des travailleurs, à des accidents ou à des incidents involontaires entraînant des blessures, des problèmes de santé ou des décès.

Afin d'y remédier et dans le cadre de sa démarche de vigilance achats, ENGIE a identifié les principaux risques liés aux droits de l'homme dans le cadre de ses activités, susceptibles d'avoir un impact sur les travailleurs de sa chaîne de valeur.

[SBM-3 11b] ENGIE s'appuie sur l'analyse de Maplecroft pour identifier les pays à haut risque, en fonction notamment des risques associés au travail des enfants, au travail forcé ou obligatoire. Tous les Fournisseurs situés dans les pays identifiés à haut risque font l'objet d'une *due diligence*. Quant aux Fournisseurs des catégories à haut risque en particulier en ce qui concerne les conditions de travail (éolien, solaire, batteries…), ils font l'objet de *due diligence* renforcées conduites par des experts en intelligence économique ou des prestataires externes spécialisés dans certaines géographies comme la Chine. Ces plans d'actions sont développés dans le "Plan de Vigilance" du Groupe (voir Section 3.2.4.2).

[SBM-3 13] À ce jour, six catégories d'achats sont considérées à haut risque au regard des droits humains, de santé-sécurité et/ou de leur impact environnemental :

- panneaux solaires et batteries ;
- éoliennes ;
- équipements électriques ;
- vêtements de travail ;
- équipements informatiques ;
- contrats clé en main EPC.

L'analyse des catégories et l'évaluation du risque pays permettent de créer une matrice de risque avec le concours du réseau des *Category Managers* et le partenaire ESG du Groupe : EcoVadis.

Pour chacune de ces catégories, des plans d'actions spécifiques ont été mis en œuvre, ils impliquent : des dispositions contractuelles renforcées, des audits éthiques et sociaux ou encore le renforcement des règles de santé-sécurité et la diversification du panel fournisseur afin de sélectionner des Fournisseurs présentant un niveau de risque plus faible. Les Fournisseurs des catégories dites "à risque" doivent par ailleurs fournir des informations détaillées sur leur chaîne de valeur, y compris l'emplacement de leurs sites de production.

Les éléments relatifs au SBM-2 sont détaillés dans la Section 3.1.1.2.3 Implication des parties prenantes.

Stratégie globale et politiques [S2-1]

[S2-1 17] Les politiques du Groupe, au premier rang desquelles la Politique de vigilance - droits humains, s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales.

[S2-1 17a] En particulier, ces politiques s'appuient sur les normes internationalement reconnues applicables aux travailleurs de la chaîne de valeur, notamment sur les principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme.

[S2-1 17b] L'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe est décrite dans la Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains. Cette approche globale s'applique aux travailleurs de la chaîne de valeur. La déclinaison de cette approche pour les travailleurs de la chaîne de valeur ainsi que les mesures spécifiques s'appliquant à eux pour les impacts matériels et les risques identifiés par le Groupe sont décrites dans cette partie.

Ceci s'inscrit également dans le cadre du **plan de vigilance** du Groupe qui inclut la démarche de vigilance achats telle que détaillée dans la Section 3.2.4.2 Achats hors énergie et sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance

[S2-1 17c] Conformément à son devoir de vigilance, le Groupe cherche à identifier les risques liés aux activités de ses Fournisseurs, lorsque celles-ci sont rattachées à la relation commerciale conjointe. En particulier, en cas de risques identifiés, il met en place des mesures de vigilance approfondies, notamment des *due diligence* avant d'entamer la relation contractuelle, ainsi que l'insertion de dispositions contractuelles sur le respect des droits humains et l'évaluation des pratiques du Fournisseur tout au long de la relation contractuelle.

[S2-1 17] La gestion et l'identification des risques chez ENGIE sont assurées par la mise en œuvre du processus de vigilance des achats qui comprend :

- une cartographie des risques, dont le mode opératoire est décrit au point **[SBM-3 13]** ;
- un processus de sélection des Fournisseurs reposant notamment sur une évaluation ESG (EcoVadis), la mise en œuvre de la politique de *due diligence*, des plans de gestion associés prenant en compte les critères d'éligibilité des Fournisseurs et la mesure de la performance des Fournisseurs avec des plans d'amélioration associés. Ces plans peuvent inclure des audits, des dispositions contractuelles spécifiques pour limiter les risques. Un plan de réduction des risques est systématiquement mis en place pour les Fournisseurs ayant une note EcoVadis inférieure à 45/100.

Les principes et règles relatifs à l'identification et la gestion des risques sont intégrés dans le système de management des achats ainsi que dans les processus opérationnels d'achat incluant les exigences du Code de conduite Éthique (qui a remplacé la Charte Éthique en 2023), les Politiques ESG, la Politique de Santé-Sécurité, le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, la Politique de *due diligence* pour les Fournisseurs Directs et les Sous-Traitants, et la Politique de Sous-traitance.

[S2-1 18] Les politiques qu'ENGIE a adoptées pour gérer ses impacts matériels sur les travailleurs de la chaîne de valeur ainsi que les risques importants qui y sont associés sont principalement :

- la Politique de vigilance - droits humains (voir Section 3.1.3.1) ;
- le Code de conduite éthique ;
- le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs.

Les politiques d'ENGIE prohibent explicitement le travail forcé, le trafic d'êtres humains et le travail des enfants dans l'ensemble de ses activités, y compris celles de ses Fournisseurs.

À ce titre, le Code de conduite éthique d'ENGIE :

- proscrit toute forme de travail forcé, le travail des enfants et attend que ce principe soit respecté par l'ensemble de ses tierces parties ;
- prévoit spécifiquement que les tierces parties doivent offrir des conditions de travail décentes à leurs salariés, conformes aux principes et engagements d'ENGIE.

[MDR-P 65a] La Charte Achats d'ENGIE souligne les engagements du Groupe en matière de durabilité et de droits humains, tout en assurant des pratiques éthiques dans ses chaînes d'approvisionnement.

[MDR-P]	La Charte Achats
Champ d'application [MDR-P 65b]	La Charte Achats prévoit que les engagements et les exigences d'ENGIE doivent être mis en œuvre dans ses relations avec les Fournisseurs et à travers toutes ses chaînes d'approvisionnement.
Responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Charte Achats est mise en œuvre par la Direction des Achats du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Le groupe ENGIE est engagé dans le *Global Compact* des Nations Unies, aligné sur les Objectifs de Développement Durable (ODD) ainsi que l'Accord de Paris et s'assure du respect des droits humains dans ses opérations. ENGIE s'engage également à respecter les standards internationaux, notamment ceux de l'Organisation Internationale du Travail, et refuse toute forme de violation des droits humains ou d'atteinte à l'intégrité.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	L'ensemble des engagements précités sont intégrés dans les contrats des Fournisseurs, par le biais d'une Clause éthique et développement durable que le Groupe inclut dans tout contrat d'achats quel que soit leur montant.

[S2-1 19] En ce qui concerne les travailleurs de la chaîne de valeur d'ENGIE, en 2025 aucun cas n'a été signalé de non-respect (i) des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme, (ii) de la déclaration de l'OIT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou (iii) des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales. Aucun cas n'avait été signalé en 2024.

Mécanisme d'alerte [S2-3]

[S2-3 27a, 27b] ENGIE a mis en place un mécanisme d'alerte unique permettant à l'ensemble de ses parties prenantes, y compris les travailleurs de la chaîne de valeur, de signaler toute atteinte à leurs droits. L'approche générale et les procédures pour procéder à la réparation ou y contribuer lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrits dans les Sections 3.1.3.1 Le respect des droits humains et 3.2.6 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements.

[S2-3 27c, 27d] Le mécanisme d'alerte est un outil important pour informer ENGIE de son impact sur les individus et les groupes. Les griefs peuvent être de toute nature, y compris d'ordre social ou environnemental et les impacts négatifs identifiés doivent faire l'objet d'une remédiation adaptée. Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe sont décrites dans les Sections 3.1.3.1 Le respect des droits humains et 3.2.6 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements.

Ce dispositif d'alerte permet aux travailleurs de la chaîne de valeur de contacter ENGIE pour faire part des atteintes dont ils sont victimes. Le travailleur est protégé par le processus d'alerte qui est géré par un tiers garantissant son anonymat.

Les processus par lesquels ENGIE encourage la mise à disposition de ce dispositif, la manière dont le Groupe surveille et suit les questions soulevées et traitées, et dont il garantit l'efficacité du dispositif sont décrits dans les Sections 3.1.3.1 Le respect des droits humains et 3.2.6 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements.

Le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs invite les Fournisseurs à signaler tout incident éthique concernant ENGIE au moyen du dispositif d'alerte ENGIE dont l'adresse leur est communiquée.

[S2-3 28] Les modalités de communication du dispositif auprès des parties prenantes sont décrites dans les Sections 3.1.3.1 Le respect des droits humains et 3.2.6 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements. Les parties prenantes peuvent utiliser ce dispositif pour faire part de leurs préoccupations ou de leurs besoins et demander d'y remédier.

[S2-4 36] Aucun problème ou incident grave en matière de Droits de l'Homme lié aux travailleurs de la chaîne de valeur n'a été signalé en 2024 et en 2025.

Ressources et gouvernance [S2-4]

[S2-4 38] ENGIE consacre des ressources internes à la gestion des impacts matériels sur les travailleurs de sa chaîne de valeur. Ces ressources sont utilisées pour former des équipes spécialisées chargées de mener des *due diligences* auprès des Fournisseurs et d'auditer les sites identifiés comme à risque à la suite de ces *due diligences*, notamment dans les secteurs ou régions présentant des risques élevés de violations des droits humains. Le mécanisme d'alerte fait partie intégrante de ce processus permettant de détecter et de traiter rapidement les problèmes potentiels.

Cette démarche s'inscrit dans le cadre du **plan de vigilance** du Groupe qui inclut la démarche de vigilance achats détaillée dans la Section 3.2 et sur le site internet à l'adresse : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Conditions de travail relatives à la santé-sécurité des travailleurs de la chaîne de valeur [2-2, 2-4, 2-5]

IRO Matériels

- **Impact négatif** : exposition des travailleurs de la chaîne de valeur à des risques pouvant porter atteinte à leur intégrité physique (accidents) et psychologique (risques psychosociaux, pénibilité du travail) sur les sites d'ENGIE ;
- **Risque** : risque réputationnel dans les cas d'accidents graves impliquant les travailleurs de la chaîne de valeur de l'entreprise ;
- **Opportunité** : amélioration de la compétitivité d'ENGIE dans le cadre de réponse à des appels d'offre (cahier des charges incluant la santé-sécurité).

Processus [S2-2]

Le Groupe souhaite que ses sous-traitants intervenant sur les sites et chantiers du Groupe puissent bénéficier du même niveau de santé-sécurité au travail que ses salariés.

Les éléments relatifs à la politique santé-sécurité sont détaillés dans la Section 3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaires.

[S2-2 22] Cette ambition, intégrée à la Politique Santé-Sécurité d'ENGIE, conduit à accorder une attention particulière à la prévention des risques auxquels les sous-traitants du Groupe peuvent être exposés sur ses sites et chantiers.

Compte tenu de son accidentologie, en particulier grave et mortelle, le Groupe a décidé de prioriser la prévention de ce type d'accident pour l'ensemble des personnes travaillant pour son compte sur ses sites et chantiers : salariés, intérimaires et sous-traitants. S'il est entendu que tous les sous-traitants sont soumis aux mêmes règles santé-sécurité prévues dans la clause éthique du Contrat, des règles plus strictes sont néanmoins prévues pour les sous-traitants qui interviennent sur les sites et chantiers du Groupe.

La Politique Santé-Sécurité du Groupe fixe un objectif clair pour la santé-sécurité des sous-traitants : garantir un niveau de prévention et de protection au moins équivalent à celui des salariés.

Pour ce faire cette politique identifie un certain nombre de leviers à mettre en œuvre par les entités :

- les critères de sélection des sous-traitants doivent intégrer la prévention des risques pour la santé et la sécurité ;
- les clauses des contrats avec les sous-traitants doivent comprendre des obligations santé sécurité à respecter ;
- le nombre de niveaux de sous-traitance est limité suivant le type d'environnement dans lequel interviennent les entreprises extérieures (site en exploitation ou projet de construction).

Ces leviers sont déclinés dans les règles du Groupe relatives au management de la santé-sécurité des sous-traitants ainsi que dans les règles relatives aux processus d'achat de prestations à des entreprises extérieures.

Par ailleurs, les sous-traitants sont tenus d'informer leurs employés et sous-traitants des exigences de santé et sécurité d'ENGIE et d'assurer leur application.

[S2-2 22d] L'accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

[S2-2 22a, 22b] Concernant le management de la santé-sécurité des sous-traitants, ENGIE a mis en place un certain nombre de processus dédiés.

Ces processus sont décrits notamment dans une Règle Groupe santé-sécurité dédiée aux sous-traitants (RG02). Elle présente les différents processus santé-sécurité applicables aux travaux sous-traités à des entreprises extérieures :

- la qualification de l'entreprise consistant à évaluer sa maturité en santé-sécurité, le niveau de risque associé à la prestation et les actions correctives nécessaires à mettre en œuvre ;
- la sélection du sous-traitant notamment sur la base de réponses à un questionnaire, de critères santé-sécurité fonction de la prestation et de la capacité de l'entreprise à répondre aux attendus du Groupe ;
- l'intégration dans le contrat de clauses dédiées à la santé-sécurité, synthétisant les dispositions génériques du Groupe et spécifiques au contrat qui seront à appliquer. Elles imposent notamment aux sous-traitants de démontrer que les règles de sécurité d'ENGIE sont une condition contractuelle pour leurs propres sous-contractants et qu'ils sont en capacité de répondre aux exigences du Groupe ;
- la mise en œuvre d'étapes obligatoires pour réaliser la prestation, telles que la préparation du travail, la vérification et le contrôle de la qualité et de l'exhaustivité de la documentation, l'accueil sécurité des opérateurs, la réunion de lancement des travaux ;
- la coordination et la supervision des travaux intégrant notamment des visites de sécurité, des inspections et des audits ;
- **[S2-2 22e]** l'évaluation en cours et en fin de prestation de la performance santé-sécurité de l'entreprise qui a réalisé les travaux.

Par ailleurs, les spécificités liées à l'intervention des sous-traitants lors d'un projet industriel dans le cadre des activités du Groupe sont traitées au travers de référentiels spécifiques qui viennent compléter la Règle Groupe sur la santé-sécurité des sous-traitants.

Actions [S2-4]

En 2021, ENGIE a confié à un consultant spécialisé l'évaluation de son système de management de la santé-sécurité, de la maturité de sa culture dans ce domaine et l'analyse des écarts par rapport aux meilleures pratiques dans l'industrie. Les recommandations émises par le consultant ont conduit à la définition puis la mise en œuvre du plan de transformation santé-sécurité *ENGIE One Safety*.

[S2-4 34a, 34b] Ce plan de transformation comprend notamment des formations spécifiques pour les managers, des actions de sensibilisation de toutes les personnes travaillant pour le Groupe, salariés, intérimaires et sous-traitants ainsi que des audits réguliers dédiés à la prévention des accidents graves et mortels sur les sites et chantiers d'ENGIE.

En 2025, le *e-learning* "*ENGIE One Safety Induction*", déployé en 2024 auprès des collaborateurs a été étendu aux sous-traitants du Groupe. Cet *e-learning* a été conçu pour ancrer les Incontournables de la Sécurité dans les pratiques quotidiennes des personnes exposées aux risques d'accident grave ou mortel. Il est maintenant accessible via un site internet dédié "*ENGIE One Safety*", avec des versions traduites dans les principales langues utilisées par les sous-traitants au sein du Groupe.

Par ailleurs, plusieurs actions ont été menées en 2025 afin de renforcer la maîtrise des risques santé-sécurité liés aux activités industrielles du Groupe.

Ces actions s'inscrivent dans le cadre d'une nouvelle politique Groupe couvrant l'ensemble des catégories d'achats liées à la construction ainsi que dans la feuille de route 2025. Celle-ci porte sur l'ensemble du cycle de vie de la relation avec les sous-traitants, depuis la création du compte fournisseur jusqu'à l'évaluation de la performance.

Elle inclut également :

- l'identification et la comparaison d'outils digitaux permettant un meilleur pilotage des actions ;
- la mise en place de rituels harmonisés (ex : *Contractor's day*, audits et/ou visites managériales de sécurité) ;
- la mise en place d'un dashboard pour le suivi d'indicateurs ;
- l'adoption d'une approche désormais structurée autour de l'identification et de la mise sous contrôle des activités d'intervention sur site considérées "à risque(s)" d'un point de vue santé sécurité.

Les éléments relatifs à **[S2-4, 32b, 32d, 33a, 33c]** sont détaillés dans la Section 3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaires.

KPIs et cibles [S2-5]

Concernant la santé-sécurité de ses salariés, sous-traitants et intérimaires intervenant sur les sites et chantiers du Groupe, ENGIE s'est donné pour objectif d'éradiquer les accidents graves et mortels dans les meilleurs délais et de poursuivre la diminution du taux de fréquence des accidents avec arrêt. Ce plan s'inscrit dans la politique plus large de l'entreprise de garantir des conditions de travail décentes pour ses collaborateurs, avec un accent particulier sur la santé-sécurité et le respect des droits humains.

Nature et description de la cible	Reporting 2024	Reporting 2025	Objectif 2030
Taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants	1,7	1,7	1,5
Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants	0,009	0,003	0

[S2-5 42a, 42b, 42c] ENGIE utilise des méthodes standardisées pour calculer et surveiller ses indicateurs et sa performance, notamment en s'appuyant sur des processus internes de contrôle et des outils d'évaluation des risques en matière de droits humains et de santé-sécurité. Les hypothèses clés incluent une participation active des entités opérationnelles et l'implication des collaborateurs dans les processus de formation et de prévention.

L'entreprise n'a pas engagé directement les travailleurs de la chaîne de valeur, leurs représentants légitimes ou d'autres intermédiaires dans le processus de définition des objectifs.

Les formules de calcul des indicateurs santé-sécurité sont présentées dans le paragraphe indicateurs spécifiques de la Section 3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaires.

Conditions de travail décentes [2-2, 2-4, 2-5]

IROs matériels

- **Impact négatif :** participation à la violation des droits fondamentaux et des libertés des travailleurs dans la chaîne de valeur par l'achat de produits ou de services provenant de secteurs à haut risque.
- **Impact positif :** contribuer à l'accès à un emploi décent pour les travailleurs de la chaîne de valeur, notamment dans le cadre des activités liées à la transition juste.
- **Risque :** risques juridiques et de réputation (paiement d'amendes, coûts de remise en état, frais de procédure et paiement de dommages-intérêts) en cas de manquement au devoir de diligence.

Processus [S2-2]

Les travailleurs de la chaîne de valeur susceptibles d'être affectés par les activités d'ENGIE sont les salariés des Fournisseurs. Ils sont définis en introduction de la Section 3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie) au point **[SBM-3, 11]**.

[S2-2 22] Les politiques d'achats responsables et de responsabilité sociétale permettent de gérer les impacts matériels, les risques et les opportunités pour les travailleurs de la chaîne de valeur.

[S2-2 22b, 22c] Toutes les entités du Groupe doivent évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains via une grille d'auto-diagnostic dédiée. Le pilotage et l'analyse de ces résultats est assuré par la Direction Éthique, *Compliance* & *Privacy* (DECP).

[S2-2 23] ENGIE a pour ambition de réduire son nombre de fournisseurs afin de favoriser des partenariats stratégiques et durables ce qui permettra de mieux rendre compte des perspectives des travailleurs de la chaîne de valeur. Ainsi, ENGIE maximisera la valeur de chaîne d'approvisionnement tout en favorisant l'innovation, la durabilité et la résilience.

Le Groupe n'est pas en mesure de publier les informations relatives aux modalités d'engagement avec les travailleurs de la chaîne de valeur **[S2-2, 22a, 22d, 22e]**.

Actions [S2-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
[S2-4, 32b] Prévenir les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe dans les pays à risque : grâce à des *due diligence* renforcées	Amélioration de la capacité à suivre et à rendre compte de la formation et de la conformité des Fournisseurs en temps réel, améliorant ainsi la surveillance et la gestion des risques	L'outil s'applique à toutes les entités du Groupe ainsi qu'aux principaux fournisseurs.	Action annuelle récurrente
Mettre en œuvre un plan de formation obligatoire sur l'éthique des relations avec les fournisseurs et la diligence raisonnable dans les processus d'achat	Amélioration de la conformité des Fournisseurs avec les normes éthiques et sociales ; atténuation des risques dans la chaîne d'approvisionnement	L'ensemble de la filière Achat est formée sur ce sujet.	Action annuelle récurrente
Réaliser des audits éthiques sur les sites de production dans des secteurs à haut risque, tels que les panneaux solaires et les éoliennes	Amélioration de la conformité des Fournisseurs avec les normes éthiques et sociales ; atténuation des risques dans la chaîne d'approvisionnement	Les audits sont effectués par ENGIE ou des tiers indépendants sur les sites de production des secteurs à haut risque.	Action annuelle récurrente
Réaliser des audits spécifiques sur les bases de vie des ouvriers, en particulier sur les chantiers et autres sites de travail	Amélioration des conditions de vie et de travail des ouvriers sur les sites de chantier dans la région du Moyen-Orient	Audits ciblés sur les bases de vie des ouvriers dans les zones géographiques à risque du Moyen-Orient, principalement sur les sites de chantier.	Action annuelle récurrente

[MDR-A 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

[S2-4 32a] ENGIE a mis en place des actions concrètes pour gérer les impacts matériels, les risques et les opportunités concernant les travailleurs de la chaîne de valeur. Dans le cadre de la démarche de vigilance du Groupe, un plan d'actions spécifiques de vigilance approfondi pour identifier les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine a été mis en place dès 2020. Ces éléments sont détaillés dans les exigences de diligence légale, contenus dans le Plan de Vigilance, à la Section 3.2.1.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires droits humains.

[S2-4 33a, 33b] Par ailleurs, ENGIE adapte son approche de gestion des impacts matériels liés aux travailleurs de la chaîne de valeur en fonction des risques (issus des catégories d'achats et des pays de production) et des types de fournisseurs (stratégiques, préférentiels, majeurs, transactionnels). Chaque catégorie d'achats décline les politiques et processus internes du Groupe en fonction des spécificités et criticité susmentionnées.

[S2-4 34a, 34b, 35] Par exemple, au sein de la catégorie Project & Construction et pour les fournisseurs avec un volume d'achat élevé et/ou des contrats à long terme, ENGIE applique un processus de sélection spécifique visant à évaluer la pertinence de la politique Santé-Sécurité d'un fournisseur avant son intégration à un appel d'offres, dans le cadre d'un processus d'onboarding.

Ensuite, la qualification du fournisseur inclut un questionnaire de *due diligence* pour évaluer la gestion de la santé et sécurité, ainsi que les droits humains via des analyses séparées. Cette analyse conclut à un niveau de risque faible, moyen ou élevé déterminant les actions correctives nécessaires telles que l'exclusion du fournisseur ou du sous-traitant, ou l'obligation de mettre en place certaines actions pour pouvoir être intégré à un appel d'offres futur.

[S2-4 32a, b, c, d] Ces informations sont résumées dans le tableau des actions ci-dessus.

KPIs et cibles [S2-5]

ENGIE utilise des méthodes standardisées pour calculer et surveiller ses indicateurs. Cela inclut des processus internes de contrôle et des outils d'évaluation des risques liés aux droits humains et à la santé-sécurité. Les entités opérationnelles et les collaborateurs participent activement aux formations et aux actions de prévention. Le Groupe étudie les modalités opérationnelles pour être en mesure de collecter les informations nécessaires à la publication de ces indicateurs.

3.1.3.4 Travailleurs de la chaîne de valeur (Énergie) [S2]

Concernant le sujet des travailleurs de la chaîne de valeur dans le domaine de l'énergie, les IRO matériels sont :

- **Impact négatif :** implication dans la violation des libertés et droits fondamentaux des travailleurs de la chaîne de valeur (en énergie) pour les activités d'achats d'énergie à haut risque potentiel ;
- **Risques :** risques juridiques et réputationnels (paiement des amendes, frais de remédiation, frais de procédure et paiement de dommages et intérêts) en cas de manquement au devoir de vigilance.

Introduction [SBM-3]

Supply & Energy Management (S&EM) est l'entité opérationnelle d'ENGIE en charge des achats en énergie durable du Groupe. S&EM couvre la majorité des activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE.

Les activités d'approvisionnement en énergie couvertes par S&EM sont par exemple le gaz naturel (y compris le GNL), la biomasse, le biométhane, l'énergie (renouvelable), les crédits carbone, les garanties d'origine, les crédits internationaux d'énergie renouvelable (I-REC), l'hydrogène, l'ammoniac, etc.

Description des types de travailleurs dans la chaîne de valeur touchée [SBM-3]

[SBM-3 11] Les travailleurs de la chaîne de valeur sont ceux des fournisseurs d'énergie directs. Leur géographie est mondiale puisque les activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE couvrent le monde entier. En faisant preuve de diligence raisonnable sur les contreparties, la relation d'affaires et les chaînes d'approvisionnement, ENGIE tente d'identifier quels sont les travailleurs dans sa chaîne de valeur et si ses activités contribuent directement ou indirectement à la violation des droits et libertés fondamentaux de ces travailleurs. En fonction du pays d'origine et de l'activité, des risques élevés peuvent survenir en lien avec les travailleurs de sa chaîne de valeur. Ce sont les employés des entreprises de la chaîne d'approvisionnement en énergie amont qui sont considérés comme étant les travailleurs de la chaîne de valeur et par conséquent couverts par l'identification des risques sociaux et sociétaux.

Si la chaîne d'approvisionnement énergétique amont est connue, les risques potentiels concernant les travailleurs de la chaîne de valeur peuvent être identifiés. En effet, pour les volumes achetés sur les places de marché virtuelles par exemple, la chaîne d'approvisionnement en énergie amont est inconnue et alors ces risques ne peuvent pas être identifiés.

En 2025, un incident a été identifié dans le cadre d'une relation commerciale existante. La contrepartie a été contactée par ENGIE, et ENGIE a été informée des actions et mesures prises par la contrepartie et son sous-traitant. En ce qui concerne les travailleurs de la chaîne de valeur d'ENGIE, en 2024 comme en 2025 aucun cas n'a été signalé de non-respect (i) des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme, (ii) de la déclaration de l'OIT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou (iii) des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales. ENGIE assurera un suivi régulier de la mise en œuvre des mesures correctives proposées.

Politiques et processus [S2-1 16, S2-1 17a]

Les risques sociaux et environnementaux liés aux activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE ont été identifiés comme un enjeu de vigilance spécifique pour le Groupe. ENGIE s'engage à s'approvisionner et à fournir de l'énergie tout en prévenant ou en atténuant les risques d'impacts négatifs sur les personnes et l'environnement liés à ces activités, y compris la violation des droits et libertés fondamentaux des travailleurs dans sa chaîne de valeur.

Les risques environnementaux et sociaux dans les différentes chaînes d'approvisionnement énergétique sont identifiés via une recherche documentaire basée sur les informations du domaine public, puis évalués, et surveillés par l'équipe ESG. Le cas échéant, des mesures raisonnables sont prises pour atténuer les risques identifiés.

[S2-2 22] La violation par le fournisseur des droits humains et des libertés fondamentales des travailleurs dans la chaîne de valeur n'est pas acceptable pour ENGIE et constitue un signal d'alarme si aucune mesure d'atténuation adéquate ne peut être prise.

Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie de S&EM

L'approche ci-dessus est pleinement soutenue par le Directeur Général de *Supply & Energy Management*, et se reflète également dans la Politique de Vigilance sur l'Approvisionnement en Énergie. Cette politique de vigilance demande aux fournisseurs de surveiller et d'appliquer en permanence des normes ESG élevées dans leurs propres opérations et leur chaîne d'approvisionnement, conformément aux politiques environnementales et sociales d'ENGIE.

[MDR-P 65a] La Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie prévoit que les engagements et les exigences d'ENGIE seront mis en œuvre dans ses relations avec les Fournisseurs ainsi que tout au long de ses chaînes d'approvisionnement.

[MDR-P]	Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie
Champ d'application [MDR-P 65b]	La Politique de Vigilance et d'Approvisionnement en Énergie appliquée par *Supply & Energy Management* (S&EM) couvre les activités d'approvisionnement énergétique de S&EM. S&EM gère la majorité des activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La *Global Business Unit S&EM*, avec le soutien et la supervision de l'équipe ESG de S&EM.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Le groupe ENGIE est engagé dans le *Global Compact* des Nations Unies, aligné sur les Objectifs de Développement Durable (ODD) ainsi que l'Accord de Paris et s'assure du respect des droits humains dans ses opérations. ENGIE s'engage également à respecter les standards internationaux, notamment ceux de l'Organisation Internationale du Travail, et refuse toute forme de violation des droits humains ou d'atteinte à l'intégrité.
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La protection des droits humains et de l'environnement sont intégrés dans les contrats des Fournisseurs, par le biais d'une clause éthique et/ou une clause ESG spécifique.

Actions et ressources dédiées [S2-4 31]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Mettre en œuvre une diligence ESG renforcée à l'égard des fournisseurs d'énergie	Exclusion des fournisseurs ne respectant pas les normes environnementales et sociales d'Engie	Activités mondiales d'achat et de gestion d'énergie de S&EM auprès de tiers (pas de projets ENGIE)	Annuelle
Mettre en œuvre des lignes directrices ESG par produit d'approvisionnement (gaz de schiste, biomasse, biométhane, crédits carbone, iREC, énergie renouvelable)	Sélection des solutions d'approvisionnement présentant les meilleures performances environnementales et sociales au sein de chaque catégorie de produits, sur la base d'une approche ESG harmonisé	Activités mondiales d'achat et de gestion d'énergie de S&EM auprès de tiers (pas de projets ENGIE)	Annuelle

[MDR-A 69a, b, c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

Due diligence stricte [S2-4 32a, 32d, 33a, 33c]

Une équipe dédiée est formée sur le terrain pour fournir une diligence raisonnable sur les chaînes d'approvisionnement énergétiques (complexes). Les membres de l'équipe sont situés en Europe, aux États-Unis et à Singapour pour couvrir les activités mondiales.

Le processus de diligence sur la chaîne d'approvisionnement vise à garantir qu'ENGIE ne travaille qu'avec des fournisseurs partageant ses engagements en matière de droits humains, de libertés fondamentales, de santé et de sécurité et d'environnement. Lorsque le processus de diligence sur la performance ESG révèle qu'un fournisseur d'énergie ne publie pas ses politiques ESG (par exemple, droits humains ou santé et sécurité), un questionnaire ESG est envoyé au fournisseur afin de recueillir des informations complémentaires. Selon les informations collectées, des mesures correctives peuvent être demandées. Les mesures peuvent inclure l'inclusion de conditions ESG dans le contrat ou même la rupture de la relation commerciale avec la contrepartie.

Pour les activités d'approvisionnement énergétique à haut risque potentiel, des lignes directrices opérationnelles ESG sont élaborées pour assurer une cohérence globale. Des lignes directrices ont également été élaborées par activité pour la biomasse, le gaz naturel, les I-RECs, le biométhane, les crédits carbone et les énergies renouvelables. De nouvelles lignes directrices sont créées au besoin. La méthodologie de diligence raisonnable est facilement accessible aux employés d'ENGIE et régulièrement révisée par l'équipe ESG, qui utilise aussi les normes applicables pertinentes pour les accompagner dans leur travail.

Les fournisseurs peuvent prouver qu'ils ont mis en place des critères de performance sociale et environnementale stricts en fournissant une certification ESG délivrée par un organisme indépendant. Pour les activités spécifiques à haut risque, telles que l'approvisionnement en biomasse, ENGIE n'accepte que de la biomasse avec des certifications de durabilité (PEFC de sources non controversées, bois contrôlé FSC, schéma SBP ou tout autre schéma volontaire reconnu par la Commission européenne au titre de la directive EU REDII). Ces schémas de durabilité couvrent aussi les incidents potentiels liés aux droits humains des travailleurs de la chaîne de valeur.

Sur la base des informations fournies, l'équipe ESG formule des recommandations pour poursuivre ou rompre les relations commerciales (potentielles). Pour garantir le respect des normes requises sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, les contrats incluent des clauses obligeant les fournisseurs à surveiller et appliquer ces normes dans leurs propres opérations et chaînes d'approvisionnement, ainsi qu'à apporter des améliorations pour répondre, voire dépasser, les attentes du Groupe et celles de ses clients, telles que définies dans le Plan de Vigilance du Groupe.

ENGIE est engagée dans une démarche d'amélioration continue et s'efforce d'améliorer la performance sociale et environnementale de ses chaînes d'approvisionnement énergétique. Le pôle ESG procède à une revue périodique de tout risque ESG (potentiel) élevé identifié. Les fournisseurs classés à haut risque sont revus annuellement. Les autres fournisseurs sont revus tous les trois ans. Les évaluations des risques sont documentées afin de garantir que les risques identifiés sont pris en compte lors des discussions avec les fournisseurs d'énergie approuvés ESG. Les résultats de cette revue peuvent conduire à la mise en œuvre de mesures correctives supplémentaires ou à la rupture de la relation commerciale.

Conditions contractuelles

Les risques sociaux et environnementaux sont reflétés dans des conditions incluses dans les clauses éthiques intégrées aux contrats demandant aux fournisseurs de protéger l'environnement et les droits humains, ces derniers incluant l'interdiction d'avoir recours au travail des enfants et à toute forme de travail forcé ou obligatoire. Le cas échéant, d'éventuelles autres dispositions contractuelles seront exigées, afin de s'assurer que les risques environnementaux et sociaux sont correctement pris en compte par les fournisseurs. Dans la clause éthique, il est fait référence à la "Politique de vigilance de l'approvisionnement en énergie" pour couvrir les risques potentiels dans la chaîne de valeur.

KPI et données

ENGIE est en train de définir des indicateurs liés à la détérioration des qualités environnementales et sociales des sources alternatives de la chaîne d'approvisionnement achetées dans un contexte d'instabilité des marchés et de raréfaction des ressources. Ces mesures seront divulguées lorsqu'elles seront définies.

3.1.3.5 Communautés affectées [ESRS S3]

Introduction [SBM-2, SBM-3, S3-1, S3-2, S3-3, S3-4]

[ESRS-2 SBM-2 AR3] ENGIE s'est engagé à respecter les droits humains internationalement reconnus et à mettre en œuvre des mesures destinées à prévenir les atteintes aux droits des parties prenantes potentiellement affectées par ses activités. Le Groupe vise aussi à maximiser les effets positifs de ses activités pour les territoires et les populations. Parmi elles, les communautés affectées ont une importance particulière au regard des activités du Groupe.

[ESRS-2 SBM-2 AR4] En tant qu'entreprise énergétique mondiale, ENGIE dépend des institutions et des infrastructures locales. La confiance et les bonnes relations avec les communautés locales et les personnes qui y vivent sont d'une importance capitale pour les activités d'ENGIE. Les intérêts, le point de vue et les droits des communautés affectées, notamment les droits humains, sont pris en compte par le Groupe, en particulier au niveau local, projet par projet. Ainsi, le Groupe s'efforce d'évaluer régulièrement et à tous les stades des projets les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

[S3-1 16a, 16b] L'approche du Groupe concernant l'interaction avec les communautés affectées est basée sur des cadres internationaux clés qui définissent les principes des Droits de l'Homme pour les entreprises (voir Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains). Pour structurer son dialogue avec ses parties prenantes, le Groupe dispose de différents processus : d'abord un processus de cartographie pour identifier les parties prenantes, puis un processus pour mener les analyses de risques et enfin un processus de mise en œuvre de plans d'action pour mener à bien un dialogue intègre, ouvert, transparent permettant l'écoute des besoins, des préoccupations et des attentes de ces communautés affectées. Cette démarche de dialogue est décrite dans la Politique d'engagement avec les parties prenantes du Groupe disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. Elle intègre une disposition spécifique aux communautés affectées, dont les peuples autochtones et les communautés locales. La politique et la stratégie d'engagement du Groupe sont détaillées dans la partie "Stratégie d'engagement avec les communautés affectées" de la présente Section.

IROs matériels [SBM-2, SBM-3]

Dans le cadre de son exercice de double matérialité, ENGIE a identifié des IROs regroupés en deux sous-enjeux : (i) Dialogue et droits des communautés affectées (impacts négatifs et risques) (ii) Ancrage territorial (impact positif).

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts et risques regroupés par sous-enjeu :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques
DIALOGUE ET DROITS DES COMMUNAUTÉS AFFECTÉES		
• Néant	• Impacts sur les communautés en raison d'incidents industriels • Impact des opérations du Groupe sur les droits des communautés • Impact des activités de la chaîne de valeur (amont) sur les communautés	• Remise en cause de l'autorisation d'exploitation et risque d'arrêt des projets ou de recours juridiques intentés par les communautés affectées • Risques opérationnels, financiers et juridiques
ANCRAGE TERRITORIAL		
• Création d'emplois et contribution à la richesse locale des territoires	• Néant	• Néant

La description des IROs est présentée dans la Section 3.1.1.4.2.

IROs matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique d'ENGIE

[SBM-3 9c] Les activités d'ENGIE ont un impact positif sur un grand nombre de personnes, en particulier celles vivant ou travaillant dans les zones d'opérations du Groupe. Les activités du Groupe ont un impact local en termes d'emplois et de contribution à la richesse des pays dans lesquels il opère, ce qui profite aussi aux membres de ces communautés locales.

Des initiatives sociales découlant des besoins identifiés lors des consultations avec les communautés affectées sont déployées. Il peut s'agir, par exemple, d'un accès à l'énergie, de mesures d'amélioration de la qualité de vie, pour les populations voisines de projets, de bénéficier directement d'infrastructures ou d'initiatives communautaires qui favorisent le développement local durable et l'accès à l'énergie propre, d'accords de collaboration conclus avec des groupes locaux dans le cadre de programmes de reforestation, de mesures visant à préserver les réserves d'eau d'une région ou d'ateliers et de discussions de sensibilisation à différentes actions organisées avec les résidents locaux, les écoles et les universités.

[SBM-3 9b] Les activités d'ENGIE peuvent néanmoins avoir des impacts négatifs sur les communautés en particulier celles vivant à proximité de ses projets ou de ses sites industriels.

Les principaux enjeux liés aux droits humains des communautés sont les suivants :

- santé des populations environnantes ;
- conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain.

Les activités d'ENGIE présentent notamment des risques d'accident industriel susceptibles de causer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement compte tenu des différentes installations industrielles que le Groupe exploite pour son compte ou celui de clients. Les activités nucléaires présentent, quant à elles, des risques de sûreté nucléaire pouvant impacter les communautés.

Par ailleurs, les activités du Groupe peuvent présenter des risques inhérents d'atteinte grave aux conditions de vie et au droit à un environnement sain des communautés entourant les sites. Lors de la construction de parcs solaires par exemple, il peut exister des risques pour les zones de biodiversité, pour les sites archéologiques et pour les communautés.

Ces impacts sont liés à des incidents ponctuels propres aux activités industrielles du Groupe ou pouvant être liés à une relation d'affaires en particulier. ENGIE prend également en considération les impacts sur les communautés affectées qui peuvent résulter de la transition énergétique.

Les impacts sur les communautés peuvent également résulter de questions environnementales telles que :

- le changement climatique du fait d'investissements dans des projets d'énergie renouvelable susceptibles d'avoir un impact sur les terres, territoires et ressources naturelles des communautés ;
- la pollution émise par exemple par un site industriel pouvant porter atteinte à la santé des communautés ;
- les ressources en eau du fait par exemple de la possibilité de générer un impact négatif sur l'accès à l'eau potable des communautés lorsque l'entreprise prélève de l'eau dans des zones exposées à un stress hydrique ;
- la biodiversité et les écosystèmes du fait des impacts des activités industrielles qui pourraient détériorer l'environnement des communautés ou compromettre la qualité de vie de ces habitants ;
- l'utilisation des ressources et l'économie circulaire du fait par exemple d'une mauvaise gestion de déchets dangereux susceptible d'avoir un impact négatif sur la santé des communautés.

[SBM-3 9d] Ces impacts négatifs présentent des risques de différentes natures pour le Groupe tels que des risques opérationnels, financiers et juridiques. Les projets du Groupe pourraient ainsi être remis en cause et contraints d'être à l'arrêt ou annulés en cas de climat conflictuel dû à une consultation des parties prenantes inadéquate ou d'un manque d'acceptabilité du projet pouvant conduire à une perte d'engagement des parties prenantes. **[SBM-3 11]** Ces risques concernent l'ensemble des communautés affectées sans distinction de certains groupes en particulier.

[SBM-3 9] Toutes les communautés sur lesquelles le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels, notamment par le biais de ses activités sont incluses dans les informations publiées.

[SBM-3 9a] Les communautés susceptibles d'être affectées par le Groupe sont les groupes de personnes vivant ou travaillant dans les zones d'opérations du Groupe, à proximité des sites ou d'infrastructures industriels, ainsi que ceux qui sont concernés par certaines activités en amont de chaînes d'approvisionnement du Groupe et qui sont affectés ou susceptibles d'être affectés par ces opérations. Il peut également s'agir de communautés plus éloignées potentiellement affectées par les activités menées sur ces sites (dans le cas d'une pollution de l'eau en aval, par exemple).

Zones géographiques et principales activités concernées en fonction des types de communautés (opérations propres du Groupe)

Riverains (communautés urbaines, rurales et agricoles)	• Toutes zones géographiques	Infrastructures (distribution, stockage de gaz), unités de production (centrales nucléaires, gaz, biométhane), renouvelable (éolien, solaire, barrages), stockage par batteries
Communautés vulnérables (populations autochtones, minorité ethnique)	• États-Unis, Canada : terres amérindiennes, territoire traditionnel des Premières Nations (terres autochtones) • Brésil, Chili, Mexique, Pérou : communautés indigènes, quilombolas ou traditionnelles au Brésil, peuples autochtones de Calama ou de la région Antofagasta au Chili, communauté Mapuche au Chili, localités indigènes dans les états du Yucatán et de Campeche au Mexique, etc. • Afrique du nord, Asie du sud-est, Australie) : populations autochtones ; Arabie saoudite (populations autochtones, peuples nomades), Polynésie française et Nouvelle Calédonie (peuples autochtones et tribaux)	Infrastructures (transport et distribution de gaz et/ou d'électricité), renouvelable (éolien, solaire, barrages), production d'hydrogène, stockage par batteries
Communautés environnantes (pêcheurs, agriculteurs, chasseurs, etc.)	• France, Europe, Brésil • Toutes zones pour l'agriculture	Renouvelable (éolien en mer et barrages pour la pêche, éolien et solaire pour l'agriculture)
Défenseurs des droits humains	• Toutes zones géographiques	Toute activité

[SBM-3 10] Une vigilance approfondie est portée aux communautés les plus vulnérables, comme les populations autochtones, et aux personnes les plus vulnérables au sein des communautés, telle que l'adaptation des plans d'action aux risques identifiés et des mesures proportionnées à la vulnérabilité des communautés. À cet effet, ENGIE se réfère aux traités internationaux relatifs à la situation des femmes, des enfants, des populations autochtones, des minorités ou des personnes handicapées.

Le Groupe exerce également une vigilance particulière dans des pays ou zones considérés à "hauts risques" en matière de droits humains, comme les zones de conflits, si le Groupe devait avoir des activités dans ces zones, en identifiant et en tenant compte des risques spécifiques pour les communautés potentiellement affectées de ces zones et en mettant en place un plan d'action permettant de gérer les risques identifiés.

Stratégie globale

Politique mise en place [S3-1]

[S3-1 14] La Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains décrit l'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe et présente la Politique de vigilance - droits humains du Groupe qui s'applique à l'ensemble des communautés pour la gestion des impacts et des risques matériels.

Le Groupe s'appuie également sur différentes politiques transverses ou spécifiques à certains enjeux, telle que la Politique d'engagement avec les parties prenantes.

[S3-1 16a, S3-2 23] L'engagement d'ENGIE à respecter les droits humains des communautés affectées est énoncé dans sa Politique de vigilance - droits humains. Le Groupe est particulièrement attentif aux conséquences de ses activités sur le droit à la santé et à un environnement sain des communautés locales ainsi que sur leur droit de propriété, leur droit à un niveau de vie suffisant (qui comprend l'eau, la nourriture, le logement) et leur accès aux ressources naturelles. Dans des situations de déplacement de populations, il s'assure que les principes internationaux sont respectés et en particulier que les communautés déplacées aient donné un consentement, préalable, libre et éclairé ainsi que leur accord sur une indemnisation juste et adéquate.

[S3-1 15, S3-2 23] ENGIE prend spécifiquement en compte les situations des populations autochtones et s'engage à respecter leurs droits tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones et dans la convention relative aux peuples indigènes et tribaux n°169 de l'OIT.

[S3-1 16c] Pour remédier aux impacts négatifs potentiels sur les communautés, un plan d'engagement des parties prenantes prévoyant les actions à mener dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes est établi comme le prévoit la Politique d'engagement avec les parties prenantes. L'objectif d'ENGIE est d'avoir 100% des activités industrielles couvertes d'ici 2030 (voir la partie "Cibles" de la présente Section).

[S3-1 17] Les politiques du Groupe s'appuient sur les standards internationaux de protection des droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter a minima, quelles que soient les législations locales. En particulier, ces politiques s'appuient sur les normes internationalement reconnues applicables aux communautés, et aux peuples autochtones, notamment sur les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et les Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales. De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.1. En avril 2023, une plainte a été déposée par des ONG auprès du point de contact national néerlandais de l'OCDE contre ENGIE et d'autres entreprises, alléguant que les entreprises n'ont pas respecté les normes attendues d'elles par les Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales en ce qui concerne des actes graves qui auraient eu lieu dans certaines zones de production d'anciens fournisseurs de charbon du Groupe en Colombie. ENGIE a pleinement coopéré dans cette instruction. En 2024, les plaignants ont décidé de retirer la plainte contre ENGIE. En 2025, aucun cas de non-respect des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et Droits de l'Homme, de la déclaration de l'IOT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales impliquant des communautés affectées n'a été signalé.

Stratégie d'engagement avec les communautés affectées [S3-2]

[S3-2 21] Les processus d'interaction avec les parties prenantes sont pour le Groupe non seulement un moyen de mieux comprendre leurs attentes, de réduire les risques juridiques et réputationnels, mais aussi de mieux s'intégrer dans le territoire. Face aux enjeux sociétaux croissants, le groupe ENGIE a souhaité formuler des principes applicables dans les relations avec ses parties prenantes et déployer un ensemble de moyens visant à accompagner les mutations du contexte dans lequel il évolue et à faire face aux défis d'aujourd'hui. Aussi, le Groupe dispose d'une Politique d'engagement avec les parties prenantes déployée au travers d'outils internes à destination de ses entités opérationnelles. La politique est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. Ces outils sont construits sur la base des normes internationales en vigueur, telle que l'ISO 26000 ou l'AA1000. L'engagement des communautés affectées doit ainsi être garanti tout au long du cycle de vie des projets. **[S3-2 21a]** Projet par projet et en fonction des risques identifiés, une stratégie et un plan d'engagement sont définis afin de recueillir les points de vue des communautés affectées. **[S3-2 21b]** La fréquence des interactions est propre à chaque projet, elles ont lieu au plus proche du territoire généralement sous forme de réunions publiques. **[S3-2 21c]** Les *Business developers* ou les responsables de site sont chargés de veiller à la mise en œuvre des actions de dialogue avec les communautés affectées sous la responsabilité des *Country managers*.

[S3-2 21d] Chaque année, chaque site ou activité opérationnelle évalue son niveau de dialogue avec ses parties prenantes en s'appuyant sur le référentiel mis en place sur l'ensemble du Groupe. Ce référentiel d'auto-évaluation est basé sur la norme AA1000 – relative à la gestion des parties prenantes et produite par l'ONG Accountability, institution internationale reconnue dans le domaine de la Durabilité.

Le processus d'engagement décrit dans ce référentiel se compose de plusieurs étapes spécifiques, chacune visant à assurer une interaction efficace avec les parties prenantes (engagement structuré, transparent et bénéfique pour toutes les parties impliquées).

La compilation des données des sites opérationnels est assurée par la Direction ESG du Groupe, qui propose une méthodologie standard pour structurer les démarches de dialogue avec les parties prenantes, répondre à l'évaluation du référentiel et permettre l'agrégation des données au niveau Groupe. Cette méthode contribue au calcul de l'indicateur lié à l'objectif d'une couverture à 100% des activités par un dialogue avec les parties prenantes.

[S3-2 22] La stratégie et le plan d'engagement sont définis en tenant compte des spécificités des communautés affectées et notamment de leur particulière vulnérabilité.

Exemple France : une action inclusive avec des riverains pour un projet de réseau de chaleur

En France, dans le cadre d'un projet de réseau de chaleur, la filiale Mans Nord ENR'gie a mis en place une campagne de financement participatif ouverte en priorité aux habitants de la Métropole. Ce futur réseau desservira plusieurs quartiers de la ville du Mans et la commune de Coulaines et il sera interconnecté au réseau sud existant permettant ainsi de mutualiser les ressources et d'apporter 10% d'énergies renouvelables supplémentaires à ce dernier. Alimenté à 100% par des énergies locales et renouvelables, il produira 136 GWh par an, contribuant à éviter 700 000 tonnes de CO_2 sur 26 ans.

En investissant dans ce projet une somme comprise entre 20 et 10 000 euros rémunérée à hauteur de 7% (7,5% pour les habitants de la Métropole), les prêteurs ont l'opportunité d'agir concrètement pour la transition énergétique de leur territoire tout en décarbonant leur épargne. L'ancrage territorial du projet est renforcé par un dispositif de 65 000 heures d'insertion sociale et par un partenariat innovant avec l'association Solenat regroupant 50 agriculteurs locaux, permettant de compenser les émissions résiduelles de 2 000 tonnes de CO_2 par an via les programmes Carbon Agri et Carbocage, tout en assurant l'entretien de 200 km de haies tous les cinq ans. Cette campagne a rencontré un vif succès et a été intégralement souscrite à hauteur de 500 000 euros.

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations [S3-3]

[S3-3 27a] Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, les procédures pour procéder à la réparation lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrites dans la Section 3.1.4.1.5.

[S3-3 27b] Au niveau local, et selon les risques qu'elles ont identifiés, les entités mettent également en place des mécanismes adaptés au niveau opérationnel pour permettre à chacun qui s'estime lésé par les activités du Groupe de l'alerter.

[S3-3 27c] Il est demandé aux entités que l'existence des mécanismes de réclamations mis en place au niveau local et au niveau du Groupe soit communiquée auprès des parties prenantes externes y compris dans le cadre du dialogue engagé avec les parties prenantes.

Ressources et gouvernance [S3-4]

[S3-4 38] En ce qui concerne les ressources allouées à la gestion des impacts matériels, la Politique de vigilance - droits humains prévoit les processus, tant au niveau du Groupe qu'au niveau des entités, pour s'assurer de gérer les risques et détaille les fonctions internes qui sont en charge de les mettre en œuvre.

[MDR-A 68d, 68e, 69a] Chaque GBU et entité s'assure du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité. La Politique de vigilance - droits humains est déployée au sein des GBU et des entités par la filière juridique et éthique ainsi que par les autres directions concernées (voir Section 3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires).

Il convient aussi de souligner la contribution des *Country Sustainability Officers*, des *Local Societal Officers*, des *Business developers*, des responsables de site et des équipes de la Direction ESG au niveau *Corporate*.

Dans certaines situations, ENGIE a recours à des experts externes en matière de droits humains et de communautés affectées, par exemple pour conduire une analyse d'impacts droits humains et participer au dialogue avec les parties prenantes.

Dialogue et droits des communautés affectées [S3-4, S3-5]

[S3-4 32a, 32b] L'approche globale concernant les actions du Groupe visant à prévenir ou atténuer les impacts négatifs matériels sur les communautés affectées est décrite dans la Section 3.1.3.1 ainsi que dans la partie "Politique mise en place" de la présente Section. Les dispositions en place pour assurer la sécurité industrielle ainsi que celles pour assurer la sûreté nucléaire sont décrites dans la Section 3.1.4.3.3 Sécurité industrielle. Les impacts sur les communautés pouvant résulter d'impacts environnementaux sont gérés par le biais de processus décrits dans la Section 3.1.2 Informations environnementales. La mise en œuvre des politiques ESG et des études environnementales comportant des mesures compensatoires, d'atténuation et d'autorisation environnementale nécessaires pour toutes les activités permet également de gérer les risques pour les communautés.

Les activités du Groupe peuvent par exemple générer des incidents ponctuels en termes de pollution de l'air, de l'eau et des sols. Dans ce cas, des procédures de crise sont déclenchées afin de remédier aux impacts négatifs, d'analyser l'origine de l'incident et de mettre en place des actions correctives. Lorsqu'il s'agit d'impacts négatifs liés aux évolutions de l'activité comme des restructurations et des fermetures d'actifs, des actions d'accompagnement sont mises en œuvre pour assurer une transition résiliente du territoire et donc des communautés affectées.

Actions [S3-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Mettre en œuvre le plan de vigilance du Groupe (approches de vigilance droits humains, ESG, santé-sécurité, sûreté, achats)	Contribution à la réalisation des objectifs des politiques en matière de vigilance Identification, prévention et gestion des impacts négatifs sur les communautés affectées et traitement des incidents relatifs aux droits humains de manière appropriée	Activités du Groupe, celles de ses sociétés contrôlées et activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie	Annuel
Déployer des plans d'engagement avec les parties prenantes intégrant les principes, les méthodologies et les actions à mener dans le cadre d'une concertation avec elles	Un plan d'engagement avec les parties prenantes pour chaque activité industrielle	Toutes les activités du Groupe	Annuel
Mettre en place des plans de remédiation par les équipes opérationnelles en fonction des risques identifiés	En cas d'impact, prise de mesures adaptées pour accompagner les communautés affectées en coopération avec les autorités compétentes	Toutes les activités du Groupe	Annuel

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus. Toutefois, compte tenu de la nature des dépenses, celles-ci sont considérées comme n'ayant pas d'impact financier significatif.

Quelques exemples illustrant des actions entreprises pour prévenir, atténuer ou remédier aux impacts négatifs sur les communautés affectées (voir la Section 3.1.1.4.2 Impacts, risques et opportunités matériels), sont présentés ci-dessous :

Exemple Afrique du Sud : une action éducative pour les communautés locales

Dans le cadre de ses engagements en matière de développement socio-économique, Xina Solar One a lancé le programme "Climate Change Warriors" dans la région de Pofadder, Northern Cape qui a bénéficié à 535 jeunes en 2025. Cette initiative vise à offrir aux jeunes issus de quatre communautés rurales (Pofadder, Pella, Onseepkans et Witbank) une formation pratique et certifiée dans le secteur des énergies renouvelables, en particulier le solaire.

Le programme répond à un enjeu majeur : de nombreux jeunes diplômés du secondaire n'ont pas les moyens financiers d'accéder à l'enseignement supérieur. Grâce à des modules de formation technique (maintenance de champs solaires, gestion environnementale, utilisation d'équipements lourds) et au développement de compétences transversales (*leadership*, communication, esprit critique), les participants acquièrent une véritable employabilité et une confiance en eux renforcée.

L'impact communautaire est significatif : les jeunes formés deviennent des acteurs du changement, sensibilisés aux enjeux climatiques et capables de contribuer à la gestion durable des ressources locales (eau, déchets, lutte contre l'érosion). Le programme favorise également l'inclusion sociale et l'engagement citoyen, tout en soutenant la transition vers une énergie décarbonée en Afrique du Sud.

La collaboration entre Xina Solar One, le centre de formation Africa Skills et les communautés locales garantit la pérennité et l'adaptabilité du projet. Les rotations dans différents départements (opérations, environnement, maintenance) permettent aux jeunes de découvrir la diversité des métiers liés au solaire et d'envisager des parcours professionnels ambitieux.

Exemple Brésil : une action sanitaire en faveur des populations vulnérables

ENGIE Brasil Energia a mené en octobre 2025 une initiative sociale dans l'État de Bahia (municipalités d'Umburanas et Sento Sé) en offrant des soins gratuits de santé bucco-dentaire aux populations locales à proximité de ses parcs éoliens via les parcs éoliens Umburanas et Campo Largo I et II. Ce programme vise à améliorer l'accès aux soins dans des zones rurales où les services médicaux sont limités en permettant tant des actions de prévention que de la chirurgie réparatrice. L'action, dénommée Odontovan, a été réalisée avec l'Institut Água Viva (IAV) et a touché 300 personnes.

ENGIE Brasil Energia a également mené à Umburanas, en partenariat avec l'ONG Renovatio, une initiative pour améliorer la santé visuelle dans des communautés vulnérables. Le programme propose des consultations ophtalmologiques gratuites et la distribution de lunettes correctrices, contribuant à l'inclusion sociale et à la qualité de vie des bénéficiaires. Menée avec la Fondation OneSight, l'opération a concerné plus de 2000 personnes. D'autres municipalités ont également bénéficié du dispositif précédemment comme Sento Sé, Lajes et Pedro Avelino ou Porto Alegre en 2024.

[S3-4 32c] Des initiatives, mises en place dans le but de créer des impacts positifs sur les communautés affectées, sont prises au niveau local le cas échant en fonction des projets et des besoins des territoires.

[S3-4 32d] ENGIE s'est fixé un objectif dédié au dialogue avec les parties prenantes à l'horizon 2030 par la mise en place de plans sociétaux progressivement pour toutes ses activités industrielles. Cet objectif permet d'assurer le déploiement de la démarche de dialogue avec les parties prenantes dans l'ensemble du Groupe et il fait l'objet d'une revue annuelle par le Comité exécutif. L'absence de controverses sur ces sites contribue à témoigner de l'efficacité des mesures mises en place. **[MDR-A 68e]** La variation en 2025 est due à la forte mobilisation des équipes des *Country Sustainability Officers* en lien avec la structuration de la filière ESG.

[S3-4 33a] Il est demandé à chaque GBU et entité de s'assurer du respect des engagements droits humains du Groupe dans leur périmètre d'activité, notamment d'évaluer le risque de porter atteinte à un droit humain des communautés (voir Section 3.1.4.1.2 L'évaluation des risques éthiques) et de mettre en place les plans d'actions adéquats pour tout risque identifié.

[S3-4 33b] Dans des situations de déplacement de populations, le Groupe s'assure que les principes internationaux sont respectés et en particulier que les communautés déplacées aient donné un consentement, préalable, libre et éclairé ainsi que leur accord sur une indemnisation juste et adéquate. À cette fin, le Groupe s'engage à évaluer régulièrement et à tous les stades des projets les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation.

[S3-4 33c] Au niveau local, les équipes opérationnelles doivent assurer le suivi de l'efficacité de leurs plans d'actions. Ce suivi et l'évaluation de l'efficacité des actions peuvent être réalisés par le biais de vérifications internes ou externes, par des analyses d'impact, des systèmes de mesure, le retour d'information des parties prenantes, les mécanismes de réclamation et les notations de performance externes. Les entités transmettent au Groupe les risques identifiés et les actions mises en œuvre dans le cadre de processus globaux, qui ne se limitent pas aux questions liées aux communautés locales. Ces processus incluent notamment l'évaluation annuelle des risques liés aux droits humains et le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements. ENGIE contrôle également, par exemple, la mise en œuvre de plans sociétaux. Cela implique la collecte de données, l'évaluation des performances et le retour des processus d'information des parties prenantes. De cette façon, ENGIE s'assure de contribuer de manière positive aux communautés. **[S3-4 35]** Aussi, les processus de gestion des risques matériels liés aux communautés affectées sont intégrés dans les processus de gestion des risques de l'entreprise. **[S3-4 38]** Le détail des ressources allouées à la gestion des impacts matériels est décrit dans la partie "Ressources et gouvernance" de la présente Section.

[S3-4 36] Aucun problème ou incident grave en matière de Droits de l'Homme lié aux communautés affectées n'a été signalé en 2025.

Cibles [S3-5]

Nature et description de l'objectif	Reporting 2024	Reporting 2025	Objectif 2030
Part des activités industrielles dotées d'un plan d'engagement des parties prenantes pour la concertation avec les parties prenantes locales	54%	85%	100%

[MDR-T 80b] Cet objectif permet d'assurer le déploiement de la démarche de dialogue avec les parties prenantes dans l'ensemble du Groupe. **[MDR-T 80h, 80c, 80e]** Toutes les activités du Groupe sont concernées par cette cible et le suivi est réalisé annuellement.

Ancrage territorial [S3-4, S3-5]

Actions [S3-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Réaliser en 2023/2024 une étude d'empreinte socio-économique du Groupe dans le monde, après une première édition publiée en 2019	Mesure de la contribution du Groupe au développement économique et social des territoires au bénéfice des populations et des communautés	Pays où le Groupe détient des actifs ou exerce des activités	2024 (non annuel)

Cette étude a été réalisée sur la base des données 2022 pour l'ensemble des activités du Groupe, à savoir les énergies renouvelables, les réseaux, les solutions énergétiques, la production d'énergie et la vente de détail et les autres activités. L'étude couvre les pays où le Groupe détient des actifs ou y exerce des activités. Elle est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/engagement-social-societal-rse#2.c

Le modèle *Local Footprint*® utilisé par le cabinet Utopies pour réaliser cette étude repose sur un détail sectoriel de 380 secteurs économiques construit à partir de dizaines de sources statistiques nationales et internationales actualisées, garantissant la robustesse du modèle et s'inscrit dans une méthodologie régulièrement validée par des cabinets d'audit internationaux.

L'étude présente le nombre d'emplois soutenus dans le monde et la richesse créée sous forme de contribution au produit intérieur brut de chacun des pays. Sur la base des données 2022, ENGIE soutient ainsi plus de 2,2 millions d'emplois dans le monde, soit un coefficient multiplicateur de 23,3 par rapport aux emplois directs, et a généré plus de 125 milliards d'euros de PIB, soit un coefficient multiplicateur de 6,2 par rapport aux dépenses directes du Groupe (achats, fiscalité, salaires). Une nouvelle étude est projetée dans les prochaines années.

3.1.3.6 Consommateurs et utilisateurs finaux [ESRS S4]

Introduction [SBM-2, SBM-3, S4-1, S4-3]

IROs matériels [SBM-2, SBM-3]

[SBM-2, 8] Les consommateurs et utilisateurs finaux ainsi que leurs représentants (associations de consommateurs, médiateur de l'énergie,...) sont identifiés comme deux des huit catégories de parties prenantes avec lesquelles ENGIE échange régulièrement (voir Section 3.1.1.2.3 Implication des parties prenantes). Ce dialogue permanent permet de nourrir la stratégie du Groupe et constitue un élément fondamental dans la compréhension des besoins, des attentes et des risques dans chaque pays où il opère.

Les modalités d'échanges sont détaillées dans la partie "Processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finaux".

[SBM-3, 9a, b] Dans le cadre de son analyse de double matérialité, ENGIE a identifié deux impacts positifs, un impact négatif, un risque et une opportunité concernant les consommateurs et utilisateurs finaux. Ces cinq IROs s'appliquent à deux sous-enjeux matériels : (i) transition juste (impacts positifs, risque et opportunité) et (ii) Protection des données à caractère personnel (impact négatif), traités dans deux sous parties distinctes au sein de cette Section.

Le tableau ci-dessous présente un rappel de ces impacts, risques et opportunités regroupés par sous-enjeu de durabilité :

Impacts positifs	Impacts négatifs	Risques	Opportunités
SOUS-ENJEU N°1 : TRANSITION JUSTE			
• Permettre aux consommateurs et utilisateurs finaux de mieux consommer • Permettre aux consommateurs et utilisateurs finaux de moins consommer		• Plafonnement réglementaire des prix de l'énergie	• Développement de nouveaux services et de nouvelles offres pour répondre aux besoins et attentes des consommateurs et utilisateurs finaux
SOUS-ENJEU N°2 : PROTECTION DES DONNÉES PERSONNELLES			
	• Atteinte à la confidentialité et à la sécurité dans le traitement des informations et données personnelles		

La description de l'ensemble des IROs est détaillée dans la section 3.1.1.4.2 Impacts, risques et opportunités matériels.

[SBM-3 10a] Les clients en aval de la chaîne de valeur sont des acheteurs d'énergie produite et des consommateurs finaux d'énergie (voir Section 3.1.1.2.2 La chaîne de valeur). La présente Section ne traite que des consommateurs et utilisateurs finaux de rang 1 de cette chaîne de valeur, à savoir les clients particuliers directs qui achètent les produits et services de l'entreprise à des fins d'usage personnel. ENGIE dispose d'un portefeuille de 19,1 millions contrats d'énergie (gaz et électricité) dans sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas et Roumanie).

[SBM-3 10a ii] Ces produits et services sont susceptibles d'avoir une incidence négative sur les droits à la vie privée et à la protection des données à caractère personnel des consommateurs et utilisateurs finaux (impact négatif).

[SBM-3 10b, 10bii, SBM-3,11] En effet, la commercialisation de ces produits et services nécessite la collecte et le traitement des données personnelles à des fins de gestion de la relation client (contractualisation, facturation, traitement des réclamations, suivi de la consommation d'énergie, etc.). Par conséquent, l'ensemble du périmètre des consommateurs et utilisateurs finaux, sans distinction de caractéristiques ou d'utilisation de produits et services spécifiques, est touché ou susceptible d'être touché par les impacts négatifs découlant de tout incident ponctuel portant atteinte à la sécurité des données à caractère personnel (confidentialité, intégrité, disponibilité) et au respect de principes règlementaires (limite de la durée de conservation, droits d'opposition, d'accès et de rectification, de suppression, etc.).

[SBM-3 10c] Les activités de fourniture d'énergie et de services associés ont des impacts positifs sur l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finaux. En effet, ENGIE souhaite incarner auprès de ses clients l'image d'un partenaire de confiance en œuvrant pour garantir l'accès à une énergie décarbonée, fiable et abordable. Sa gamme d'offres d'énergie verte (électricité et gaz) et de services associés permet à la fois d'aider les consommateurs et utilisateurs finaux à consommer mieux en réduisant leur impact environnemental et moins, en les encourageant à davantage de sobriété et à devenir des acteurs engagés de leur propre transition énergétique. Cette approche contribue à la Stratégie "Climat" du Groupe (voir Section 3.1.2 Informations environnementales).

[SBM-3 10d] Les activités de vente d'énergie présentent un risque financier pour le Groupe ; en effet des mécanismes de stabilisation, d'amortissement ou de gel des prix de fourniture, en cas de forte hausse des prix de l'énergie, peuvent être adoptés par les Etats dans le but de protéger les consommateurs. Le risque financier lié à la réduction des marges, voire à la non-couverture des coûts peut être important en cas d'absence de compensation supporté par les États. Il est suivi et analysé dans le cadre de la politique de gestion globale des risques du Groupe (voir Section 2.2.1 Risques politiques et réglementaires).

[SBM-3 12] Enfin, l'engagement d'ENGIE à rendre la transition énergétique simple, abordable et désirable pour l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finaux représente une opportunité de croissance pour le Groupe via le développement en continu d'offres et de solutions intégrées.

Politiques et stratégie globale [S4-1]

[S4-1 15] La Section 3.1.3.1 décrit l'approche globale liée au respect des droits humains par le Groupe et présente notamment la Politique de vigilance - droits humains, d'application générale. Elle est complétée par des politiques transverses Groupe qui permettent de gérer les incidences importantes positives et négatives, ainsi que les risques et opportunités telles que :

- les politiques ESG (en particulier, la politique transition juste et la politique d'engagement avec les parties prenantes) ;
- la politique de protection des données à caractère personnel.

Ces politiques transverses se déclinent au bénéfice des consommateurs et utilisateurs finaux.

[MDR-P 65a]

- La **"Politique transition juste"** défend le fait qu'une transition vers une économie plus sobre en carbone se doit d'être menée de manière équitable pour toutes les parties prenantes. La déclinaison de cette politique pour les consommateurs et utilisateurs finaux couvre les deux impacts positifs – consommer moins et mieux. Elle est détaillée dans la Section 3.1.3.1.
- La **"Politique d'engagement avec les parties prenantes"** engage le Groupe à mener un dialogue ouvert et transparent permettant l'écoute des besoins, des préoccupations et des attentes avec l'ensemble de ses parties prenantes, dont ses clients (voir Section 3.1.1.2.3). Elle permet à la fois de gérer le risque réglementaire lié à l'intervention des États dans les prix de fourniture de l'énergie et l'opportunité de développer de nouvelles offres.

La **"Politique de protection des données à caractère personnel"** engage ENGIE à protéger les données personnelles et la vie privée de ses employés, clients, partenaires, prestataires de services, sous-traitants et fournisseurs dans le cadre de ses activités quotidiennes. Elle est déclinée dans les entités opérationnelles en charge des consommateurs et utilisateurs finaux et couvre l'impact négatif.

[MDR-P]	Politique Protection des données à caractère personnel
Champ d'application [MDR-P 65b]	Cette politique s'applique à l'ensemble des activités du Groupe.
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	Le *Data Privacy Manager* du Groupe et des pays sont en charge de la mise en œuvre de la politique.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	• Règlement Général de Protection des Données (RGPD) en Europe • Règlementations nationales sur la protection des données
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	Cette politique est publique et disponible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/protection-des-donnees/politique-groupe-de-protection-des-donnes-personnelles

[S4-1 16 a, b, c] Le respect des engagements stratégiques du Groupe en matière de droits humains et notamment l'approche générale, l'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finaux et les mesures visant à remédier aux incidences négatives sont traités dans la partie "Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations" ci-après.

[S4-1 17] L'alignement des politiques d'ENGIE sur les normes internationalement reconnues applicables en vigueur sont détaillés dans la Section 3.1.3.1. Aucun cas de non-respect des principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et Droits de l'Homme, de la déclaration de l'IOT relative aux principes et droits fondamentaux au travail ou des principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales impliquant des consommateurs et utilisateurs finaux n'a été signalé en 2024 et 2025.

Sous-enjeu transition juste [S4-1, S4-2, S4-4, S4-5]

Processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finaux [S4-2]

[S4-2 20a] Les interactions au sujet des incidences positives liées à la transition juste ont lieu avec (i) les clients directement, (ii) leurs représentants légitimes tels que les associations de consommateurs, les médiateurs de l'énergie et (iii) les autorités en charge de la programmation énergétique et du cadre règlementaire (Ministères, régulateurs,...).

[S4-2 20b] Le type et la fréquence des interactions sont adaptés aux différents interlocuteurs :

- avec les consommateurs et utilisateurs finaux, les échanges peuvent être quotidiens (téléphone, canaux digitaux,...) ou ponctuels (enquêtes mensuelles de satisfaction ou marketing, panels pour le test de nouvelles offres,...). A ce titre, en 2025, en France, ENGIE a été élu "Service Client de l'année" dans la catégorie "Fournisseur d'énergie" pour les particuliers. Ce prix récompense l'engagement d'ENGIE à mettre tout en œuvre pour apporter des réponses aux demandes de ses clients et proposer des solutions pratiques et durables pour les aider à mieux consommer. En Australie (district de South Australia), ENGIE a reçu pour la première fois le label "Canstar 2025 Energy Award" pour la qualité de ses offres et outils permettant notamment à ses clients de suivre leur production et consommation solaire. Enfin, en Italie, le label "Top Qualita-Prezzo 2025" a été attribué à ENGIE pour l'excellent rapport qualité-prix de ses offres d'énergie, soulignant ainsi leur compétitivité sur le marché italien ; par ailleurs, ENGIE Italia a également été distingué par ses clients en tant que "Provider Consigliato" (Fournisseur Recommandé) en septembre 2025 pour la qualité de son service client, la clarté de ses offres, la transparence de ses factures ainsi que pour sa gestion des réclamations ;
- avec les associations de consommateurs, sur des mesures visant à protéger les consommateurs ou avec les médiateurs de l'énergie lors d'un bilan annuel (analyse et évolution des litiges) ;
- avec les régulateurs, en réponse à des consultations publiques (actualisation des tarifs, prestation des distributeurs, dispositif d'aide aux consommateurs,...) ou à des exigences règlementaires (publication de données diverses) ;
- avec les ministères de tutelle, à l'occasion de l'élaboration de projets de loi par exemple ou ponctuellement sur des sujets d'actualité (ex : déclinaison de directives européennes).

[S4-2 20c] Les interactions avec les consommateurs et utilisateurs finaux sont confiées aux entités opérationnelles chargées de la commercialisation des produits et services ; les relations avec les ministères et les régulateurs sont de la responsabilité des équipes "Relations publiques/institutionnelles" dans chaque pays, auxquelles les équipes opérationnelles apportent leur expertise et leur appui. Chaque pays possède sa propre organisation pour gérer et suivre ces relations.

[S4-20 d] Ces processus d'interaction servent de cadre à des travaux de fond, tels que par exemple, en France, la définition du Prix de Référence de Vente du Gaz Naturel (PRVG) ou l'évolution des Tarifs Réglementés de l'électricité (TRVE) avec la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) ou bien encore à des actions de lobbying pour le développement du gaz vert (Certificats de Production de Biogaz en France ou obligation d'injection de gaz vert aux Pays-Bas ; mise en place de la filière biométhane et de programmes gouvernementaux pour le développement de solutions hybrides Pompe à Chaleur/ Chaudières en Roumanie).

[S4-2 21] L'engagement d'ENGIE à rendre l'énergie la plus abordable possible passe par des actions de soutien aux personnes en situation de précarité énergétique. C'est pourquoi, en France, en 2025, le Groupe a attribué à ses clients bénéficiaires du Chèque Energie - environ 700 000 ménages - une remise supplémentaire de 50 € TTC et a doublé sa contribution au Fonds de Solidarité Logement (FSL) portant ainsi à 12 Millions d'Euros son engagement financier (contribution de 6 Millions d'Euros en 2024). Le Groupe est par ailleurs en contact régulier avec les organismes en charge d'assister ces clients particulièrement fragiles ; ces échanges permettant de créer des services adaptés.

Actions [S4-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Développer des offres vertes (gaz et électricité) dans le but de contribuer à une transition juste et abordable	Contribution à l'objectif de réduction des émissions carbone du Groupe et à la trajectoire Net Zero 2045 d'ENGIE, en cohérence avec l'objectif mondial de neutralité carbone	Ce développement d'offres vertes concerne sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas, Roumanie)	Action annuelle récurrente
Continuer à développer des services d'aide au pilotage de la consommation d'énergie	Contribution à rendre les clients acteurs de leur propre transition énergétique par le pilotage de leur consommation	Ce développement de services concerne sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas, Roumanie)	Action annuelle récurrente

[S4-4 30] Afin d'accélérer la transition énergétique et de la rendre simple, abordable et désirable, ENGIE déploie des offres et solutions intégrées pour aider les consommateurs et utilisateurs finaux à consommer moins (sobriété et efficacité énergétique), mieux (énergie verte) et au meilleur moment (flexibilité) tout en réduisant leur empreinte carbone.

[MDR-A 68 e] Cette gamme d'offres diversifiées comprend :

- des offres d'électricité verte ou de gaz vert pour décarboner la consommation d'énergie (en France, l'offre "Référence" gaz contient 5% de biométhane et les clients peuvent aller plus loin, jusqu'à 100%, avec l'option "Gaz vert +" ; aux Pays-Bas, ENGIE anticipe l'obligation qui sera faite aux fournisseurs d'intégrer du biométhane à partir de 2027 dans leurs contrats en proposant d'ores et déjà 1% de biométhane dans tout nouveau contrat gaz souscrit depuis le 1er janvier 2025) ;
- des services permettant de mieux comprendre sa consommation d'énergie et donc de pouvoir agir sur celle-ci :
  - des outils digitaux (app) pour le suivi et le pilotage de sa consommation (en France : Ma Conso+; en Belgique, Smart App et Energy Monitor ; en Australie Energy Tracker ; aux Pays-Bas, l'app "Slim Laden" pour programmer la recharge de son véhicule électrique quand l'énergie renouvelable est la plus abondante ou à partir de ses propres panneaux solaires),
  - des défis de réduction de la consommation d'énergie (en France, les Ecodéfis ou en Australie le programme *Reduce & Reward* permettent de recevoir un crédit de facture en contrepartie d'une réduction de sa consommation électrique,
  - un Programme d'engagement qui récompense les clients qui consomment mieux et moins en France (Mon Programme pour Agir),
  - des offres à tarif incitatif permettant de déplacer ses consommations sur un créneau horaire spécifique quand l'électricité est :
    - bon marché pour optimiser la recharge des véhicules électriques, des batteries individuelles ou faire fonctionner sa pompe à chaleur (l'offre *Empower Flextime* en Belgique proposant un concept d'heures super creuses 45% moins chères que les heures pleines),
    - fortement décarbonée (l'offre *Happy* Heures Vertes en France qui permet de bénéficier de 2 heures gratuites d'électricité l'après-midi quand la production d'énergie renouvelable est la plus abondante) ;
  - des conseils pour économiser l'énergie et se lancer dans la rénovation énergétique sont disponibles dans chaque pays sur les sites web (en France, https://particuliers.engie.fr/economies-energie.html); des services adaptés (Service gratuit - Mon Rendez-vous ENGIE) pour bénéficier d'un bilan personnalisé de sa consommation d'énergie et de conseils associés. En Australie, un parcours client a été conçu pour permettre aux consommateurs de s'orienter dans leur démarche d'investissement dans certaines technologies telles que les panneaux solaires ou les batteries domestiques (https://engie.com.au/residential/energy-efficiency/engie-smart-energy-hub).

Au quotidien, ENGIE apporte une aide concrète à ses clients précaires. Des équipes dédiées mettent à disposition, en lien, avec les travailleurs sociaux et les associations de consommateurs, un panel de solutions sur-mesure (outils spécifiques, portail internet, ligne téléphonique dédiée, dispositif de suivi, actions de maîtrise de la consommation d'énergie en collaboration avec les communes).

[MDR-A 69 c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

[S4-4 33a] Le Groupe a mis en place un dispositif de gestion des risques qui permet d'évaluer l'exposition aux risques et de s'assurer de la mise en œuvre des plans de traitement (voir Section 2.1.1 Politique de gestion globale des risques). Le risque d'intervention des États pouvant entraîner un plafonnement réglementaire des prix de fourniture de l'énergie est identifié par le Groupe comme un facteur de risque (voir Section 2.2.1.1) et est traité notamment via le dialogue avec les gouvernements et les régulateurs nationaux. Le Groupe suit également étroitement les évolutions règlementaires et législatives des pays pour les anticiper au mieux et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités.

[S4-4 33b] Les relations régulières avec les parties prenantes sont source d'inspiration pour développer de nouvelles offres.

[S4-4 35] Aucun problème ou incident grave en matière de droits de l'homme lié aux consommateurs et utilisateurs finaux n'a été signalé en 2024 et 2025.

Ressources et gouvernance [S4-4]

[S4-4 37] L'ensemble des collaborateurs en charge de l'activité de fourniture d'énergie et de services pour les consommateurs et utilisateurs finaux constitue les ressources allouées à la gestion des impacts matériels positifs liés à la transition juste.

KPIs et cibles [S4-5]

[MDR-T 80 B)E)], [MDR-T 80 D], [MDR-T 80 C]

Nature et description de la cible	Reporting 2024 (valeur de référence)	Reporting 2025	Objectif 2030	Périmètre de la cible	IRO correspondants
Part des contrats d'électricité verte dans le total des contrats d'électricité (en moyenne sur le périmètre européen) *	89,5%	95,1%	[90-95%]	Les consommateurs et utilisateurs finaux dans les pays suivants : Belgique, France, Italie, Pays-Bas et Roumanie	Permettre aux consommateurs et utilisateurs finaux de mieux consommer

* *Cible fixée dans le cadre de la réglementation européenne actuellement en vigueur en matière de définition d'un contrat d'électricité verte*

{MDR-T 79c] L'ambition d'ENGIE d'accélérer la transition énergétique se traduit par la fourniture de toujours plus d'électricité verte à ses clients par le biais d'offres innovantes, simples et accessibles. En 2025, ce sont désormais 3 pays européens qui possèdent un portefeuille de contrats d'électricité 100% verte et le verdissement des autres portefeuilles s'est poursuivi à un rythme soutenu.

[MDR-T 80a] Cette cible répond aux objectifs de la transition juste tels que décrits dans la politique correspondante. **[MDR-T80f)]** Le Groupe s'appuie sur un reporting centralisé recueillant le nombre de contrats d'électricité verte fourni par chaque pays. **[41 a)b)c)]** Le Groupe n'a pas engagé directement les consommateurs et utilisateurs finaux ou leurs représentants légitimes dans le processus de définition de la cible.

Sous-enjeu Protection des données à caractère personnel [S4-1, S4-2, S4-3,S4-4, S4-5]

Processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finaux [S4-2]

[S4-2 20a] Dans le cadre du processus d'interaction avec les consommateurs et utilisateurs finaux au sujet des incidences négatives liées à la Protection des données à caractère personnel, ENGIE est amené à interagir avec : (i) les clients impactés directement (ii) avec l'organisme externe en charge de la bonne application de la règlementation en vigueur dans chaque pays (exemple : en France, la Commission Nationale Informations et Libertés – CNIL).

[S4-2 20b] Le type d'interaction peut être différent en fonction des interlocuteurs et de la situation :

- les clients peuvent être amenés à contacter ENGIE pour lui signaler un incident de violation de données ; ces contacts se font alors par téléphone ou via une boîte générique dédiée. À l'inverse, lorsque ENGIE détecte un incident susceptible d'engendrer un risque élevé pour les droits et libertés des clients, une communication est faite auprès de ceux-ci par mail ou courrier ;
- lorsque la criticité de la violation des données l'exige, ENGIE déclare systématiquement l'incident dans un délai imparti (en fonction des réglementations locales) auprès de l'autorité compétente via un formulaire de notification défini par celle-ci.

[S4-2 20c] La supervision de l'éthique et de la *compliance* au sein du Groupe est décrite en Section 3.1.4.1.1. Elle s'applique également au sujet de la protection des données.

[S4-2 20d] Les interactions avec les consommateurs et utilisateurs finaux et leurs représentants permettent d'identifier des leviers d'amélioration liés aux processus ; les cas de violation de données partagés avec les autorités sont également l'occasion d'échanges sur les actions préventives à mener.

[S4-2 21] Le point de vue de l'ensemble des consommateurs et utilisateurs finaux est recueilli de manière identique, sans distinction particulière.

Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations [S4-3]

[S4-3 25a] Toutes les informations relatives au dispositif d'alerte Groupe, les procédures de réparation lorsqu'un impact négatif sur les personnes est constaté, la manière dont le Groupe évalue l'efficacité de la solution apportée et l'adoption de politiques pour protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs sont décrits dans la Section 3.1.4.1.5. En ce qui concerne les consommateurs et utilisateurs finaux, des mécanismes de réclamations sont mis en place dans le respect de réglementations locales édictées par les régulateurs et/ou médiateurs de chaque pays.

[S4-3 25b] Des canaux spécifiques sont mis en place dans les entités opérationnelles pour les consommateurs et utilisateurs finaux : téléphonique (Centres de Relation Clientèle), adresses mail dédiées qui renvoient directement vers les *Data Privacy Officers* (DPO) ou vers les autorités compétentes. Un portail web est également accessible au niveau Groupe et permet de déclarer une potentielle violation de données (https://engiegbs.service-now.com/gdpr_portal?id=gdpr_home).

[S4-3 25c] Il est demandé aux entités que l'existence des dispositifs d'alertes Groupe et/ou des canaux de remontée des incidences négatives locaux mis en place pour les consommateurs et utilisateurs finaux soit communiquée auprès des parties prenantes (partenaires commerciaux, etc.).

[S4-3 25d] ENGIE assure un suivi de la volumétrie des déclarations d'incidents traitées en interne (directement adressées à ENGIE) et externes (adressées à l'autorité compétente).

[S4-3 26] L'existence des canaux est rappelée sur les sites Internet de chacun des pays. La politique globale du Groupe visant à protéger des représailles les personnes qui ont recours à ces dispositifs est traitée dans la Section 3.1.4.1.5 Signalement et rapport des incidents éthiques – Traitement des incidents éthiques.

Actions [S4-4]

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Continuer à appliquer la politique de protection des données personnelles des clients du Groupe	Une protection, une confidentialité et une sécurité des données personnelles de nos clients accrues	La protection des données personnelles concerne sept pays (Australie, Belgique, France, Italie, Mexique, Pays-Bas et Roumanie)	Action annuelle récurrente

[S4-4 30] La démarche Analyse des Risques du Groupe inclut le risque *Data Privacy* (voir Section 3.1.4.1.2 L'évaluation des risques éthiques) et vise notamment le risque lié à l'atteinte aux données personnelles et le risque de non-conformité au Règlement européen sur la protection des données personnelles (RGPD) et à d'autres réglementations locales relatives à la protection des données personnelles applicables (exemples : *Consumer Data Right* en Australie ou *Ley Federal de Protección de Datos Personales en Posesión de Los Particulares* au Mexique). Dans ce contexte, le Groupe s'est doté depuis 2019 d'une politique et de procédures spécifiques, déclinées pour les consommateurs et utilisateurs finaux.

[MDR-A 69 c] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, considérés comme ayant un impact financier non significatif.

[S4-4 31a] ENGIE met en place de nombreuses actions d'ordre organisationnel et technique pour prévenir, atténuer ou corriger les incidences négatives avec l'objectif global d'assurer la transparence de ses pratiques en lien avec les données personnelles de ses clients et en leur permettant de conserver la maîtrise des données qui lui sont confiées.

Dans le cadre de sa démarche annuelle de management des risques, une évaluation du risque "Protection des données" est réalisée par chaque entité puis consolidée au niveau Groupe. Des audits internes et externes de contrôle viennent compléter cette démarche pour évaluer la bonne mise en œuvre des politiques et définir, si besoin, des actions d'amélioration.

En termes d'organisation, la présence d'un *Data Protection Officer* (DPO) au niveau de chaque compagnie du Groupe et d'un *Data Privacy Manager* (DPM) dans chaque organisation, en charge du déploiement et de la bonne application de la politique de protection des données personnelles dans leur domaine d'activités. À l'échelle européenne, il existe un *Data Privacy Management System* (DPMS) dont l'objectif est de mesurer la conformité des activités avec la politique et la régulation.

[MDR-A 68 e] Plusieurs actions participent à une maîtrise du risque lié à la protection des données :

- la prise en compte systématique de ce sujet dès la phase de conception des projets ("Privacy by design") ;
- l'implication des sous-traitants dont les contrats intègrent les règles d'encadrement de l'utilisation des données; ceux-ci s'engagent à respecter les obligations imposées à ENGIE. En 2025, à titre d'exemple, en France, le Groupe a renforcé son niveau d'exigence de ses clauses contractuelles en imposant aux Centres de Relation Client (CRC) basés hors Europe de mener une Analyse d'Impact des Transferts de Données (AITD) afin de garantir que ces dernières bénéficient du même niveau de protection que celui qu'assure le Règlement Général de Protection des Données (GRPD). Cette analyse s'appuie sur un guide édité par la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés (CNIL), véritable méthodologie identifiant toutes les étapes à respecter pour la réaliser ;
- la sensibilisation des collaborateurs à une utilisation confidentielle et éthique des données personnelles via des formations spécifiques ou la mise à disposition de kits d'information; en 2025, en France, pour les personnes en charge du management des données, un e-learning a été créé sur la protection des données dans le cadre des transferts internationaux et les collaborateurs de la Direction des Systèmes d'Information ont été formés à la protection des données.

Concernant la mise en œuvre d'actions techniques en 2025, des avancées significatives ont été enregistrées en matière de :

- renforcement de détection des anomalies avec le déploiement d'outils avancés de surveillance permettant d'identifier rapidement les comportements suspects et incidents potentiels ;
- d'amélioration de la capacité de gestion de crise avec l'augmentation de la fréquence des exercices de crise ;
- de la consolidation des mesures existantes : intensification des audits internes et externes, réalisation de tests d'intrusion plus rigoureux et renforcement de la gestion des identités et accès afin de garantir un contrôle strict des accès aux données sensibles.

Ces initiatives visent à accroître la résilience du Groupe et à assurer une protection optimale des informations critiques :

- la communication auprès de ses clients de conseils et de réflexes à acquérir pour déjouer les tentatives d'hameçonnage.

[S4-4 31d] Pour évaluer l'efficacité des actions mises en place, une procédure de contrôle interne existe pour vérifier le respect du management de la protection des données personnelles, avec la mise en place d'audits externes et internes et définir, le cas échéant des actions d'amélioration.

[S4-4 32a] Une procédure de traitement des violations de données a été définie par le Groupe pour aider les équipes opérationnelles à mettre en place les actions nécessaires et appropriées face à une incidence négative dans le respect des exigences légales et de transparence envers les consommateurs et utilisateurs finaux.

[S4-4 32b)] Différentes phases sont identifiées dans le traitement d'une violation de données : (i) Identification, catégorisation et qualification de l'incident (ii) communication vers les personnes intéressées (autorités, clients) (iii) endiguement de l'incident pour éviter qu'il ne s'aggrave et remédiation avec éradication de la violation pour un retour normal à l'activité. Des équipes multidisciplinaires sont alors mises en place (commercial, système d'informations, juridique, communication, etc.) pour gérer l'incident.

[S4-32 c)] Après tout incident lié à une violation de données, un rapport est systématiquement rédigé avec pour objectif d'identifier les causes de l'incident, d'évaluer l'efficacité des mesures mises en place pour endiguer, remédier et éradiquer l'incident, améliorer les processus pour mitiger les vulnérabilités.

[S4-4 34] Les actions préventives ou correctives mises en place par ENGIE et détaillées ci-dessus ont pour objectif d'éviter de causer ou d'exacerber les incidences négatives sur les consommateurs et utilisateurs finaux.

Ressources et gouvernance

[S4-4 37] Sous la responsabilité des *Data Privacy Managers* de chaque entité, des cellules spécialisées sont dédiées au traitement des données et à tout incident de la violation. Elles sont multidisciplinaires (IT, contrôle interne, gestion des risques, juridique,...).

KPIs et cibles [S4-5]

[MDR-T 81a)] Le Groupe n'a pas défini de cible liée à la protection des données personnelles à ce stade ; **[MDR-T 81b)]** cependant, il suit attentivement l'efficacité des actions mises en place ainsi que leur consolidation, tel que décrit dans le paragraphe "Actions" de la présente section, notamment par le biais du processus de contrôle interne.

3.1.4 Informations relatives à la conduite des affaires [ESRS G1]

3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires [ESRS G1]

3.1.4.1.1 La supervision de l'éthique et de la *compliance* au sein du Groupe [ESRS-G1 GOV-1]

[ESRS-G1 GOV-1 5a, MDR-P 65c] Le Conseil d'Administration, dont les travaux sont préparés en la matière par le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD – voir Section 4.1.2.3), s'assure du bon niveau d'engagement du Groupe en matière éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. La Secrétaire Générale du Groupe, assistée de la Directrice Juridique et Vice-Présidente Éthique Groupe et de la Directrice Éthique, *Compliance* & *Privacy* Groupe, rend compte de la politique éthique et *compliance* du Groupe et de sa mise en œuvre.

Les membres du Comité Exécutif (Comex) du Groupe ainsi que les autres dirigeants du Groupe à tous les niveaux portent et supervisent la politique éthique et *compliance* du Groupe, et en garantissent la bonne application. À cette fin, ils sont appuyés par les *Chief legal and ethics officers*, soutenus par les *Ethics & Compliance Officers* et les *Data Privacy Managers* de leurs entités.

La gouvernance éthique du Groupe repose également sur les activités du Comité de la *Compliance* Groupe qui évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et *compliance* du Groupe. Ce comité réunit, au niveau Groupe, la Secrétaire Générale, le Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et les directeurs des Directions Corporate suivantes : Juridique, Éthique, *Compliance & Privacy*, Audit Interne et Contrôle Interne. Des opérationnels sont régulièrement invités à participer à ce Comité, en ce compris des Directeurs Généraux Adjoints. En 2025, le Comité de la *Compliance* Groupe s'est réuni quatre fois.

Enfin, le Groupe s'est doté d'une Direction Groupe dédiée à l'éthique et à la *compliance*. La Direction Éthique, *Compliance* & *Privacy* (DECP) est rattachée à la Direction Juridique et Éthique, elle-même relevant de 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 3.2) 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 2025 : plus de 245 personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2025 : 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe. La plupart d'entre eux cumulent ce rôle avec d'autres fonctions (juridique, RH, contrôle interne, etc.).

[ESRS-G1 GOV-1 5b] Les processus de sélection et de formation des membres du Conseil d'Administration sont présentés en Sections 4.1.1.8 et 4.1.1.9.

Au niveau de la direction de l'entreprise, l'éthique et la *compliance* sont régulièrement mises à l'agenda du Comex Groupe. Le Groupe veille également à ce que les comités de direction (Codir) d'entités incluent l'éthique et la *compliance* à l'agenda de leurs réunions.

La Directrice Générale d'ENGIE ainsi que tous les membres du Comex, de même que tous les *Global Leaders*, sont visés par un parcours de formation dédié qui est précisé dans le plan de formation à l'éthique Groupe (voir Section 3.1.4.1.6).

3.1.4.1.2 L'évaluation des risques éthiques [G1-3 18a]

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (*Enterprise Risk Management* – ERM) (voir Section 2.1). Six risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non-respect du devoir de vigilance, non-respect des règles d'embargo ou de contrôle à l'exportation, non-respect des règles du droit de la concurrence et fraude. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque *Data Privacy*.

Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une approche d'analyse commune au périmètre de toutes les GBU du Groupe. Ainsi le Groupe a mis en œuvre depuis 2023 une nouvelle méthodologie de cartographie des risques de corruption et de trafic d'influence s'inscrivant dans les recommandations de l'Agence Française Anticorruption. Le risque de violation des droits humains est analysé à l'aide d'une grille d'autodiagnostic Groupe. Le Groupe a également émis des lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles.

Les procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités liés à la conduite des affaires dans le Groupe ainsi que tout au long de sa Stratégie, politique et processus [G1-2]chaîne de valeur sont décrites en Section 3.1.1.4 Processus de double matérialité.

3.1.4.1.3 Les I/RO matériels [IRO-1]

En matière d'éthique des affaires, les IRO matériels retenus suite à une analyse consolidée en tête de Groupe sont :

- **Impact négatif** : dommages économiques à cause d'incidents significatifs de non-respect des lois anticorruption, du droit de la concurrence et/ou des embargos et sanctions ;
- **Risque** : dommage à l'image de l'entreprise, risque financier et risque juridique, à cause d'incidents significatifs de non-respect des lois anticorruption, du droit de la concurrence et/ou des embargos et sanctions.

3.1.4.1.4 Culture éthique et politiques éthiques [G1-1, G1-3]

Culture éthique et Textes de référence

La culture éthique et le Code de conduite éthique d'ENGIE [G1-1 7, 9, G1-3 18a]

Le Code de conduite éthique d'ENGIE fixe le cadre dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur et manager, tout en affirmant que l'éthique est un des piliers de la culture commune *One ENGIE* qui doit guider ces comportements.

En matière de culture éthique, le groupe ENGIE a deux principes clairs :

- zero tolerance / tolérance zéro : tout manquement éthique doit être sanctionné ;
- *speak up* / ne jamais rester seul : tout collaborateur et tout manager qui est confronté à un manquement éthique, qu'il en soit victime ou témoin, a le devoir de s'en ouvrir à sa hiérarchie. En cas d'impossibilité d'en référer à la hiérarchie ou à l'*Ethics & Compliance Officer* de l'entité, un dispositif d'alerte est mis à disposition au niveau du Groupe (voir ci-après, Section 3.1.4.1.5).

Les référentiels éthique et compliance et les codes de conduite métiers d'ENGIE [G1-1 7, 9, G1-3 18a]

Le dispositif éthique et *compliance* du Groupe est structuré autour de trois référentiels auxquels s'ajoutent des Codes de conduite métiers.

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.

Dans le cadre des procédures Groupe d'évaluations éthiques (procédures de "***due diligence***"), les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs, les consultants commerciaux, les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus exposées au risque de corruption ainsi que les clients *BtoB* font l'objet d'une action préventive renforcée.

La Politique **cadeaux invitations et voyages techniques** Groupe détermine dans quelles conditions les cadeaux, invitations et voyages techniques peuvent être acceptés ou offerts. Elle encadre la transparence par une obligation d'information, de déclaration ou d'autorisation préalable en fonction du montant du cadeau, invitation, ou voyage technique.

La Politique Groupe de **prévention des conflits d'intérêts** impose un *reporting* interne et une validation préalable par la hiérarchie des situations à risques au regard du devoir d'impartialité et de loyauté dans le cadre d'une décision.

La Politique de vigilance - droits Humains

La Politique de vigilance - droits humains est présentée en Section 3.1.3.1.

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 et de sanctions internationales, de contrôle des exportations et en droit de la concurrence.

ENGIE attache la plus haute importance au respect du **droit de la concurrence.** Tous les collaborateurs, quelles que soient leur activité et leur place dans l'organisation, sont tenus d'adopter un comportement irréprochable vis-à-vis de leurs concurrents, clients, partenaires, fournisseurs, prestataires, sous-traitants et prospects.

La Politique embargo du Groupe appréhende l'ensemble des questions de **sanctions internationales** et des problématiques d'**export control** qui leur sont associées. Chaque collaborateur doit s'assurer, dans le cadre de cette politique et des procédures du Groupe, du respect strict de ces réglementations et prévenir toute opération qui serait en violation potentielle d'embargos ou de sanctions internationales applicables.

Les lignes directrices relatives à la gestion des **signaux faibles** dans le domaine de l'éthique et de la *compliance* font également partie du référentiel "Conformité Éthique". Elles formalisent la volonté d'ENGIE de prévenir et de détecter le plus tôt possible des incidents éthiques à travers des signes avant-coureurs dits "signaux faibles".

ENGIE dispose également d'un dispositif de conformité propre au suivi de ses actions de **représentation d'intérêt** et de leur déclaration auprès de la Haute Autorité pour la Transparence de la Vie Publique (HATVP) conformément à la loi du 9 décembre 2016.

La Politique relative à l'intégration de **l'éthique dans les processus RH** qui détaille les exigences du Groupe en matière d'intégration de la dimension éthique et *compliance* dans l'ensemble des processus Ressources Humaines s'inscrit également dans le référentiel "Conformité Éthique".

[G1-1,7+9] Les codes de conduite métiers d'ENGIE

Des codes de conduite métiers 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" (voir Sections 3.1.4.2 et 3.2.4.2.2) et le "Code de conduite en matière de lobbying".

Informations communes aux Code de conduite éthique, référentiels et codes de conduite métiers

[MDR-P]	Le dispositif éthique et *Compliance*
Champ d'application [MDR-P 65b]	Le dispositif éthique et compliance d'ENGIE est applicable à toutes les entités du Groupe. Les dirigeants du Groupe à tous les niveaux en garantissent la bonne application (voir Section 3.1.4.1.1). Ainsi, le Code de conduite éthique d'ENGIE est applicable à tous les collaborateurs et managers du Groupe et il s'applique également aux relations avec l'ensemble des tierces parties du Groupe. Il en va de même pour les politiques et procédures et codes de conduite métiers éthique et compliance : tous les managers et collaborateurs sont responsables, à leur niveau, de la bonne application des politiques et principes éthiques d'ENGIE à l'intérieur du Groupe ainsi que dans les relations avec les tierces parties du Groupe, quelles qu'elles soient. Ces principes relatifs au périmètre d'application du dispositif éthique et compliance d'ENGIE sont notamment communiqués à l'ensemble des collaborateurs et managers et des tierces parties du Groupe dans le Code de conduite éthique du Groupe (voir Section 3.1.4.1.4).
Niveau hiérarchique responsable de la mise en œuvre [MDR-P 65c]	La Secrétaire Générale du Groupe, assistée de la Directrice Juridique et Vice-Présidente Éthique Groupe et de la Directrice Éthique, *Compliance* & *Privacy* Groupe, rend compte de la politique éthique et compliance du Groupe et de sa mise en œuvre.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P 65d]	Les principes éthiques d'ENGIE s'appuient sur les plus hauts standards internationaux : • la Convention des Nations Unies contre la corruption ; • la Convention de l'Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE) sur la lutte contre la corruption d'agents publics étrangers dans les transactions commerciales internationales ; • les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales ; • la Charte internationale des Droits de l'Homme ; • les Conventions de l'Organisation Internationale du Travail (OIT). ENGIE a pris des engagements envers les parties prenantes externes dans le domaine de la lutte contre la corruption : • à travers le Pacte mondial des Nations Unies, dont le 10e principe concerne la lutte contre la corruption ; • auprès de la Section française de l'ONG *Transparency International*. La démarche anticorruption du Groupe intègre également les meilleurs standards émis aux niveaux des pays dans ce domaine, notamment la *UK Bribery Act*, la *US Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA) et la loi française Sapin 2.
Prise en compte des attentes des parties prenantes lors de l'élaboration de la politique [MDR-P 65e]	ENGIE est très attentif aux attentes de ses parties prenantes dans la définition de son dispositif éthique et compliance. Ainsi, le Groupe a identifié les parties prenantes de son système de management anticorruption et veille à ce que ses politiques et procédures, à l'occasion d'une émission ou d'une mise à jour, prennent en compte leurs attentes. D'autre part, le Groupe associe des parties prenantes dans le cadre de son devoir de vigilance (voir Section 3.2.7.3).
Modalité de mise à disposition de la politique [MDR-P 65f]	La communication des politiques et procédures éthique et compliance aux personnes visées par leur contenu se fait via les publications sur le site internet (voir adresses internet ci-dessous), via les pages Éthique & Compliance de l'intranet du Groupe, via les formations et via la diffusion aux managers et collaborateurs qui ont besoin de les connaître. • Code de conduite éthique : publié en 15 langues à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/code-conduite-ethique • Référentiel intégrité : présenté en plus de détail à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/referentiel-integrite-groupe • Référentiel conformité éthique : présenté en plus de détail à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique • Codes de conduite métiers : publiés à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/principes-et-engagements

[G1-3 18c] La mise en œuvre de l'ensemble du dispositif décrit ci-avant, qui vise à prévenir, détecter et traiter les allégations ou les incidents de corruption, fait l'objet d'un *reporting* au CEEDD, au Conseil d'Administration et au Comex du Groupe comme précisé en Section 3.1.4.1.1.

3.1.4.1.5 Signalement et rapport des incidents éthiques – Traitement des incidents éthiques [G1-1 10a, 10c, 10e, G1-3 18a]

Dispositif d'alerte Groupe

La Politique Groupe relative aux lanceurs d'alerte, intégrant les exigences légales de la loi relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, également dite Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance, a été définie en 2017. Elle a été mise en place au niveau Groupe en juillet 2018. 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.

[G1-1 10a, 10c, 10e] Le dispositif d'alerte du Groupe s'appuie sur le recueil des alertes au moyen d'un courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié. 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 ainsi qu'à toutes les parties prenantes externes du Groupe. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j.

Toutes les alertes reçues dans le cadre de ce dispositif sont traitées dans un cadre garantissant la confidentialité et la protection de l'anonymat.

[G1-1 10c] Le dispositif d'alerte du Groupe protège tous les lanceurs d'alertes : comme le confirme le Code de conduite éthique d'ENGIE, nul lanceur d'alerte ne peut être sanctionné pour avoir utilisé, de bonne foi, ce dispositif.

[G1-1 10c, G1-3 20] Ce dispositif est présenté dans le Code de conduite éthique d'ENGIE et sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte. Tous les collaborateurs et managers ainsi que toutes les parties prenantes externes du Groupe peuvent en prendre connaissance.

[G1-1 10c, G1-3 20] Par ailleurs, ce dispositif est présenté dans plusieurs formations à l'éthique Groupe, dont les formations faisant partie des parcours de formations obligatoires de tous les collaborateurs du Groupe (voir Section 3.1.4.1.6).

ENGIE suit les alertes à travers l'outil digital Groupe *My Ethics Incident* (voir ci-dessous, "Outil dédié *My Ethics Incident*").

Dispositif Groupe de reporting managérial des incidents éthiques

Le processus de traitement des incidents éthiques impose l'obligation à toutes les entités du Groupe de remonter toute suspicion d'incident éthique dès leur prise de connaissance.

[G1-1 10a, 10c, 10e] Ce dispositif s'appuie sur l'outil digital *My Ethics Incident* (voir ci-dessous, "Outil dédié *My Ethics Incident*").

[G1-3 20] Le Code de conduite éthique du Groupe et les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique rappellent cette obligation de remontée aux managers.

Dispositif d'enquête interne du Groupe [G1-1 10e]

Le guide de l'enquête interne Groupe définit les lignes directrices contraignantes pour mener des enquêtes internes afin de déterminer la réalité des manquements allégués, leur cause et leur imputabilité. Il s'inscrit dans les deux dispositifs de signalement du Groupe précités.

ENGIE s'attache à une conduite diligente, indépendante et objective de ses instructions et enquêtes internes conformément aux dispositions du guide de l'enquête interne du Groupe.

[G1-3 18b] Le guide de l'enquête interne impose la vérification de l'absence de conflits d'intérêts dans le choix des personnes qui feront partie de l'équipe d'investigation. Il prévoit notamment que la personne responsable de l'enquête interne doit, avant la constitution de l'équipe d'investigation, vérifier qu'aucun membre de cette équipe ne soit impliqué ou susceptible d'être directement ou indirectement impliqué dans les faits allégués et n'ait pas de liens personnels avec l'auteur du signalement ou avec les personnes visées par le signalement.

Le guide de l'enquête interne Groupe s'adresse aux *Ethics & Compliance Officers* et à toutes les personnes participant ou en charge d'une enquête interne chez ENGIE.

[G1-3, 20] Le Code de conduite éthique du Groupe et les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique rappellent les principes du Groupe concernant la conduite de l'enquête interne dans le cadre du traitement des incidents éthiques.

Conséquences et sanctions en cas d'incident éthique avéré

Conformément aux principes éthiques du Groupe, tout incident éthique avéré doit faire l'objet d'une sanction, qu'elle soit disciplinaire ou commerciale. Le processus de traitement des incidents éthiques impose également aux entités, pour chaque incident avéré, de réaliser une évaluation des mesures nécessaires pour en prévenir la réitération assortie le cas échéant de mesures correctives.

[G1-3 20] Ces principes sont inscrits dans le Code de conduite éthique d'ENGIE et sur les pages internet du Groupe relatives au dispositif de conformité éthique.

Outil dédié *My Ethics Incident* [G1-1 10a, 10c, 10e]

Les alertes et les rapports managériaux de dysfonctionnements éthiques et leur traitement sont suivis à travers *My Ethics Incident*, un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans l'ensemble des entités du Groupe.

[G1-1 10c] Les *Ethics & Compliance Officers* des entités concernées par l'incident éthique signalé doivent s'assurer du traitement des incidents éthiques relatifs à leur périmètre et doivent tenir à jour les informations relatives à ces incidents dans l'outil *My Ethics Incident*. Les *Ethics & Compliance Officers* reçoivent des formations et des outils d'appui (webinaire, tutoriel…) à ce sujet.

Les alertes et rapports sont classés sous huit domaines dans *My Ethics Incident* : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires (incluant, parmi d'autres, les sujets corruption, concurrence et embargos), information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, données personnelles (pour la remontée et le traitement des *data breach*) et ressources humaines. En 2025, 423 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu (335 en 2024) et 506 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés (394 en 2024). L'évolution du nombre d'incidents notifiés s'inscrit dans une culture de speak up renforcée.

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.

3.1.4.1.6 Formations [G1-1 10g, G1-1 10h, G1-3 18a, G1-3 21a]

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.

[G1-1 10g, G1-1 10h, G1-3 21a] Le plan de formation obligatoire du Groupe est appuyé par l'outil digital "Sezame" qui est déployé par la DRH dans l'ensemble du Groupe et qui permet 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.

En plus du parcours obligatoire destiné à tous les collaborateurs, les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption doivent effectuer un parcours de formation qui leur est propre.

[G1-3 21b] Toutes les fonctions particulièrement exposées au risque de corruption sont visées par le plan de formation spécifique du Groupe, au-delà de la formation obligatoire pour tous.

[G1-1 10h] Dans ce contexte, le Groupe a identifié les familles d'emploi suivants comme étant à risque particulier de corruption : *Project Management*, *Business Development*, *General Management*, Finance, *Procurement*.

Ce parcours pour les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption 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 (à fin 2025, le taux d'achèvement de ces e-learning est de 87,7% (83,8% en 2024)). Six nouvelles langues sont proposées en 2025 pour l'*e-learning* droit de la concurrence (soit 11 au total).

Enfin, les cadres managers ("*Global Leaders*") doivent participer en plus au séminaire sur la prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2025, 99,7% (98,4% en 2024) des *Global Leaders* ont achevé leur parcours de formation en *e-learning* ; 95,2% (87,6% en 2024) d'entre eux ont participé au séminaire précité). Les *Ethics & Compliance Officers* doivent suivre le même parcours.

Le plan de formation éthique et *compliance* obligatoire du Groupe prévoit que chaque parcours obligatoire est à renouveler tous les trois ans par chaque collaborateur ou manager concerné.

Par ailleurs, le Groupe dispense plusieurs autres formations obligatoires éthique et *compliance*. Par exemple, les formations présentielles dans le domaine du droit de la concurrence se sont largement multipliées depuis 2023, en particulier pour les entités de la GBU *Local Energy Infrastructures* (LEI) avec un nouveau plan d'action pour 2024/2025. Les acheteurs doivent suivre un parcours supplémentaire comprenant une formation présentielle animée conjointement par la Direction Achats et la DECP : "Éthique et relation fournisseurs en pratique" (voir Section 3.2.4.2.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires liés aux achats hors énergie).

La formation relative à la *due diligence* dans le processus de recrutement afin de prévenir le risque de corruption a été déployée auprès de la filière RH du Groupe depuis 2022 et s'est poursuivie depuis lors. Depuis le lancement de l'outil "Sezame" (voir ci-dessus), cette formation inclut également le process éthique et *compliance* (*due diligence* éthique) dans l'outil et met l'accent sur la sécurisation des données candidat récoltées.

3.1.4.1.7 Contrôles et certifications [G1-3 18a]

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.

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 et *compliance*. 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 audits externes de son dispositif éthique et *compliance*. Ainsi, il a obtenu la certification anticorruption délivrée par le cabinet Mazars et par l'ADIT en 2015 et la certification ISO 37001 délivrée par les organismes de certification accréditées ETHIC'Intelligence (désormais Speeki Europe) en 2018 (renouvelée en 2019 et 2020) et EuroCompliance en 2021 (renouvelée en 2022 et 2023) et 2024 (renouvelée en 2025). Tous ces audits sont effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe.

[G1-3 20, MDR-P 65f] Les pages internet du Groupe dédiées à l'éthique et à la *compliance* présentent le dispositif de contrôle décrit ci-dessus en plus de détail : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositifs-de-controle.

3.1.4.1.8 Actions et ressources dédiées [G1-4]

Le dispositif décrit ci-dessus vise à prévenir et traiter tout incident éthique, y compris tout incident de corruption, de violation du droit de la concurrence et/ou d'embargos ou de sanctions internationales, qu'il soit significatif ou non.

[MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus. Toutefois, compte tenu de la nature des dépenses, celles-ci sont considérées comme n'ayant pas d'impact financier significatif.

Conformément aux principes décrits ci-dessus, le dispositif du Groupe prévoit que tout incident avéré donne lieu à une réponse disciplinaire ou commerciale selon le cas et à une évaluation des mesures nécessaires pour en prévenir la réitération assortie le cas échéant de mesures correctives (voir Section 3.1.4.1.5, Conséquences et sanctions en cas d'incident éthique avéré).

3.1.4.1.9 KPIs et cibles [G1-4]

[G1-4 24a] Le Groupe n'a pas été confronté à des condamnations ou à des amendes pour violation des lois anticorruption qui seraient qualifiées comme significatives en 2025.

[G1-4 24b] Le Groupe n'a pas été confronté à des violations de ses procédures ou des standards anticorruption auxquels il adhère qui seraient qualifiées comme significatives en 2025.

[MDR-T] Dans le cadre du fonctionnement du dispositif éthique et *compliance* du Groupe, le Groupe s'est fixé un objectif en matière de formation :

Nature et description de l'objectif	Reporting 2024	Reporting 2025	Objectif 2030
Taux de formation des personnes les plus exposées au risque de corruption	83,8%	87,7%	>95%

3.1.4.2 Achats durables [ESRS G1]

3.1.4.2.1 Développer les achats responsables

IROs matériels

En matière d'achats responsables, les IRO matériels retenus à l'issue de l'analyse de double matérialité consolidée au niveau du Groupe sont :

- **Impact négatif** : détérioration des qualités environnementales et sociales des sources d'approvisionnement d'énergie alternatives achetées dans un contexte d'instabilité du marché et de rareté des ressources ;
- **Impact positif** : contribution à la diffusion des pratiques éthiques et durables du Groupe par l'engagement des fournisseurs et partenaires dans la démarche de développement durable du Groupe (ex : sélection de fournisseurs sur la base de critères RSE, fournisseurs de l'ESS ou d'entreprises adaptées…) ;
- **Risque** : baisse de la compétitivité si les concurrents ne se fixent pas les mêmes exigences en termes de pratiques éthiques et durables.

Achats hors énergie

Stratégie, politique et processus [G1-2]

ENGIE a développé une stratégie proactive pour renforcer la résilience de la chaîne d'approvisionnement dans un environnement géopolitique et réglementaire en pleine mutation. Dans un contexte de tensions géopolitiques internationales, le Groupe est confronté à des retards logistiques, à des pressions sur les prix, à des pays sous embargo, à des barrières commerciales (par exemple, *l'Inflation Reduction* Act) et doit également respecter les réglementations sur les Droits de l'Homme en vigueur.

[G1-2 15a] La durabilité des achats, et plus généralement de toute la chaîne d'approvisionnement du Groupe, implique d'intégrer des pratiques éthiques et durables tout en maintenant la compétitivité des activités du Groupe. L'appréhension de cet enjeu essentiel s'articule autour de trois piliers :

- l'impact des achats sur les émissions carbone et sur le climat : les achats ont un rôle clé dans l'atteinte par le Groupe de ses engagements en matière de décarbonation (objectif Net Zéro Carbone en 2045, trajectoire *well-below 2°C* d'ici 2030, etc.) ;
- l'impact des achats sur la nature (eau, biodiversité, polluants, déchets, etc.) est un sujet dont l'importance croît fortement ;
- l'impact humain des achats (achats inclusifs, impact sur les communautés, droits humains de la chaîne d'approvisionnement, santé des travailleurs, etc.).

[MDR-P 65a] Pour porter cette ambition, la fonction Achats a structuré son système de management autour de trois documents clés :

- **la Charte Achat** définit les engagements et les attente d'ENGIE en matière de droits humains et intègre des critères ESG dans la sélection des fournisseurs ;
- **la Gouvernance Achat** pose 12 règles définissant les principes de gestion des dépenses externes et l'organisation des Achats ;
- **le Code de conduite éthique** engage tous les collaborateurs à agir avec intégrité, transparence et responsabilité, en rejetant toute forme de corruption et en respectant les droits humains, les lois et l'environnement.

[MDR-P]	Politique Achat
Champ d'application [MDR-P, 65b]	Les principes s'appliquent à l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement et à l'ensemble des salariés du Groupe concernés.
Responsable de la mise en œuvre [MDR-P, 65c]	La Direction des Achats est chargée de la mise en œuvre de la politique sous la responsabilité du *Chief Procurement Officer* du Groupe.
Référence aux normes ou initiatives tierces [MDR-P, 65d]	Les documents structurant la politique Achat sont alignés avec : • la Convention des Nations Unies contre la corruption ; • le *US Foreign Corrupt Practices Act* (FCPA) ; • le *UK Bribery Act* ; • la loi Sapin II ; • les conventions de l'OIT et de l'OCDE sur la lutte contre la corruption ; • les autres réglementations relatives aux droits de l'homme comme par exemple le *Uyghur Forced Labor Prevention Act*.
Modalités de mise à disposition de la politique [MDR-P, 65f]	• **Code de conduite et Charte Achat** : accessibles à l'ensemble des fournisseurs et partenaires externes sur le site internet du Groupe (https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/exigences-et-engagements) • **Gouvernance Achat** : à disposition des collaborateurs sur l'intranet du Groupe

[G1-2 15b] L'ensemble des processus opérationnels Achat a des composantes ESG :

- *"Manage the supplier panel" :*
  - Les Fournisseurs clés du Groupe (*Strategic, Preferred, Major*) doivent obtenir une évaluation EcoVadis avec une note supérieure au niveau "risque RSE maitrisé",
  - À défaut, un plan d'actions correctif doit être établi et suivi tout au long de la relation contractuelle.
- *"Source to contract"* :
  - Le cahier des charges et la grille d'évaluation des offres doivent intégrer des critères ESG pertinents pour le produit ou le service faisant l'objet d'un appel d'offres. Selon les catégories, l'accent sera mis sur les critères Environnementaux ou Sociétaux. Toutes les catégories sont alignées avec les critères de Gouvernance,
  - Intégration d'une clause "Éthique et développement durable" imposant aux fournisseurs de respecter les engagements éthiques et de durabilité d'ENGIE et de collaborer à la mise en œuvre des mesures prévues au Plan de Vigilance. En application de cette clause, ENGIE peut forcer le fournisseur à se faire évaluer par un tiers sur les aspects ESG dans un délai de six mois à compter de la signature du contrat.
- *"Manage the purchase categories" :*
  - La mise en place de stratégies annuelles de management des catégories contenant notamment des leviers ESG à actionner en fonction des caractéristiques et spécificités propres à chacune des catégories d'achat.

La bonne mise en œuvre des processus achats est vérifiée via les processus de contrôle interne et de l'audit interne.

La segmentation du panel fournisseurs d'ENGIE s'appuie sur un mode de gestion différencié.

CLASSIFICATION DES FOURNISSEURS

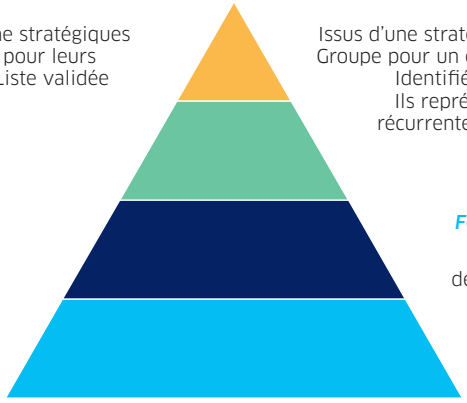
1. Fournisseurs stratégiques
FOCUS ON VALUE AND JOINT GROWTH

Fournisseurs préférentiels identifiés comme stratégiques au niveau Groupe pour une GBU/Direction pour leurs besoins actuels ou leur croissance future. Liste validée par la CPO Groupe.

3. Fournisseurs majeurs
FOCUS ON DELIVERY AND PERFORMANCE

Identifiés et gérés par les Hub et les pays. Ce sont des fournisseurs importants dans une ou plusieurs geographies :

- Fournisseur représentant une part significative des dépenses récurrentes de la géographie ; et/ou
- Fournisseurs clés pour l'activité dans une géographie spécifique ; et/ou
- Fournisseurs potentiels pour avoir un statut Préférentiel.



2. Fournisseurs préférentiels
FOCUS ON VALUE AND PERFORMANCE

Issus d'une stratégie de catégorie, ils font partie d'un panel Groupe pour un certain type d'équipements ou de services. Identifiés et gérés par le responsable de catégorie. Ils représentent une part importante des dépenses récurrentes de la catégorie ou sont couverts par une politique/contrat de catégories de groupe.

4. Fournisseurs transactionnels
FOCUS ON EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Gérés au niveau des entités, ce sont des fournisseurs avec des dépenses limitées et localisées. Il existe des sources alternatives d'approvisionnement et les coûts de changement sont faibles Profil : nombre élevé de bons de commande de valeur moyenne ou faible.

Les informations contenues dans ce schéma sont issues du processus Achat Source to Contract (S2C)

[G1-2 15b] Tous les Fournisseurs sont évalués sur leur performance ESG lors du processus de qualification et tout au long de la relation contractuelle :

- **Pondération des critères d'évaluation des Fournisseurs dans les appels d'offre** : La performance ESG peut représenter environ 15% pour les plus gros contrats dans l'évaluation des Fournisseurs lors des appels d'offre.
- **Les Fournisseurs clés doivent être évalués par le partenaire ESG du Groupe, EcoVadis, à travers quatre dimensions** : l'environnement, l'éthique, le travail et les droits humains et les achats durables. Ces fournisseurs doivent obtenir une note au niveau de risque maitrisé du risque ESG. A défaut, le fournisseur doit mettre en œuvre un plan d'action correctif qui est piloté directement à partir de la plateforme digitale du partenaire par les acheteurs, les *contracts managers* et les Fournisseurs.

Par ailleurs, ENGIE s'est fixé pour objectif de réduire l'empreinte carbone de ses fournisseurs, en veillant à ce qu'en 20230 au moins 50% des émissions CO_2 liées aux achats (hors énergie) proviennent de fournisseurs engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE.

Actions et ressources dédiées

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES, [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Coordonner la politique Compliance au sein de la Direction des Achats	• Réduction significative des risques de non-conformité, • Amélioration de la transparence et de la traçabilité des transactions, • Augmentation de la confiance des parties prenantes. • Optimisation des coûts en évitant les pénalités et les litiges, • Valorisation de la réputation de l'entreprise en tant qu'acteur responsable et éthique sur le marché	La politique Compliance s'applique à l'ensemble des achats du Groupe et des due diligences sont effectuées pour les fournisseurs *Strategic, Preferred* et *Major* du Groupe.	Action annuelle récurrente
Animer la politique d'achats inclusifs en France	• Augmentation des dépenses du Groupe auprès des fournisseurs issus du STPA et du SIAE • Facilitation du recours à des PME indépendantes ou des entreprises implantées dans des quartiers prioritaires de la ville (QPV) ou des zones de revitalisation rurale (ZRR) • Encourager les autres régions du Groupe à lancer des initiatives similaires	La politique achats Inclusifs est applicable sur le périmètre France.	Action annuelle récurrente
Coordonner la démarche de participation des achats à la réduction de l'empreinte carbone du Groupe avec un objectif d'être Net Zéro en 2045	Participation des achats et des fournisseurs à la démarche globale d'ENGIE pour être Net Zéro en 2045	L'ensemble de la filière Achat du Groupe est impliquée dans la démarche de réduction de l'empreinte carbone d'ENGIE.	Action annuelle récurrente

[MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus. Toutefois, compte tenu de la nature des dépenses, celles-ci sont considérées comme n'ayant pas d'impact financier significatif.

Les politiques Compliance, Achats Inclusifs France et la contribution de la fonction Achats à la réduction de l'empreinte carbone du Groupe constituent des éléments clés du système de management des Achats.

La politique Compliance s'applique notamment à travers la réalisation de due diligence par les Category Managers et les Chief Procurement Officers (CPO) des entités avant toute contractualisation avec des fournisseurs Strategic, Prefered ou Major. Cette démarche est complétée par une évaluation EcoVadis portant sur les thématiques liées aux droits humains, à l'environnement et à l'éthique. Par ailleurs, les fournisseurs s'engagent à respecter les principes du *Modern Slavery Act*, visant à lutter contre l'esclavage moderne et la traite des êtres humains. La Clause Éthique et Développement Durable inclut également des stipulations contractuelles renforcées, conçues pour soutenir l'approche globale de conformité au sein de la fonction Achats.

Depuis 2022, le Groupe a exprimé sa volonté de développer les achats dits inclusifs ou solidaires, en adaptant son approche aux spécificités de chaque pays, notamment en fonction du contexte et de la réglementation locale. En France, les efforts portent principalement sur l'augmentation du recours à des fournisseurs issus du secteur du travail protégé et adapté (STPA) ainsi qu'à des acteurs de l'insertion par l'activité économique (SIAE).

Enfin, dans le cadre de la contribution des achats à la trajectoire de réduction de l'empreinte carbone du Groupe, dont l'objectif est d'atteindre le Net Zéro carbone en 2045, l'ensemble des acheteurs est formé aux enjeux de décarbonation. Des incitations liées à la prise en compte du carbone sont intégrées dans les scorecards du management. La maturité des principaux fournisseurs est évaluée, des échanges structurés sont menés avec les fournisseurs les plus avancés, et un accompagnement spécifique est apporté à plusieurs PME françaises, afin de soutenir une transition juste et équitable.

Cibles

[MDR-M 75], [MDR-M 77A], [MDR-M 77B]

Cibles	Critère	Résultats 2024	Résultats 2025	Objectif 2025	Objectif 2030	Méthodologie	Vérification externe
Décarbonation des principaux Fournisseurs	Part des fournisseurs (hors énergie) représentant au moins 50% de l'empreinte carbone, engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE	-	51%	-	100%	Le fournisseur doit atteindre au minimum le niveau *Silver* dans le cadre du Supplier Decarbonization Program d'ENGIE, ou être titulaire d'une certification reconnue attestant de la fiabilité de ses engagements en matière de durabilité (SBTi, Moody's, Fitch, S&P, CDP)	SBTi Moody's Fitch S&P CDP
Développer les achats responsables	Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie)	59	79	70	100	Évaluation ESG et achats inclusifs	EcoVadis

[MDR-T 79c] Il a été décidé d'adapter l'approche et d'évaluer désormais la proportion de fournisseurs représentant au moins 50% des émissions de CO_2 des achats (hors énergie) qui sont engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE. L'indicateur de décarbonation des achats évolue de "% des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés SBT" à "part des fournisseurs représentant au moins 50% des émissions CO_2 des achats (hors énergie) engagés dans une trajectoire de décarbonation partagée avec ENGIE". L'objectif visé pour cet indicateur est d'atteindre 100% d'ici 2030.

[MDR-T 79c] La valeur de l'indicateur "achats responsables" est de 79 en 2025, supérieure de 9 points à la cible 2025. Ce chiffre est à lire à la lumière de deux éléments de nature différente :

- un effort tout particulier a été mis en 2025 en termes de ressources pour accélérer le déploiement d'ECOVADIS ;
- le chiffre 2025 est calculé exceptionnellement sur un périmètre hors GrDF, suite à la décision de cette entité de diversifier ses opérateurs pour mener les évaluations, afin d'être plus adapté à la nature de leur panel fournisseur.

L'objectif de 2030 reste inchangé et sur un périmètre Groupe qui inclura GrDF.

Achats d'énergie [G1-2 15a, 15b]

ENGIE joue un rôle clé dans la sécurité d'approvisionnement énergétique dans les zones où il opère. De ce fait, le Groupe doit diversifier ses sources d'approvisionnement afin de garantir la résilience de son approvisionnement, d'autant plus lorsque l'instabilité politique et/ou la limitation des ressources font évoluer la situation des marchés de l'énergie. En décembre 2021, Les tensions sur ces marchés ont rendu la stratégie de diversification des sources d'approvisionnement d'autant plus pertinente. La stratégie de diversification s'appuie sur un portefeuille de contrats à long terme, car il est du devoir du Grouper d'assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients et de ses activités.

La modification des ressources peut entraîner une modification des risques ESG potentiels et des mesures d'atténuation doivent être prises. L'impact ESG est considéré comme un élément clé dans la décision de conclure ou non une transaction spécifique. Les relations contractuelles à long terme permettent de renforcer ces relations, de mettre en œuvre des initiatives ESG et d'assurer leur suivi sur le long terme.

Politiques et processus [G1-2 15a, 15b]

Les politiques et le processus de gestion des risques sociaux et environnementaux liés aux activités d'approvisionnement en énergie d'ENGIE ainsi que la responsabilité de la mise en place des politiques et processus sont décrits au paragraphe 3.1.3.4 Travailleurs de la chaîne de valeur (Énergie).

Stratégie ESG sur l'approvisionnement en gaz naturel

En complément de l'approche ESG générale, S&EM a élaboré une stratégie mondiale dédiée pour l'approvisionnement en gaz de schiste (US) qui nécessite de prendre en compte son impact environnemental et social. Les informations publiques et confidentielles disponibles sur la performance de la contrepartie constituent un facteur clé pour décider de conclure ou non des accords à long terme. Le Groupe choisit des producteurs capables d'offrir les meilleures garanties en termes de traçabilité des émissions et de suivi environnemental de leur activité, de préférence audité par des tiers indépendants. L'établissement de contrats à long terme avec les fournisseurs aide le Groupe à renforcer ses relations sur la base du suivi à long terme et de la mise en œuvre d'initiatives ESG. Cette approche a continué d'être appliquée aux activités d'approvisionnement en gaz en 2025, soutenant la sélection de contreparties à plus forte performance ESG.

Stratégie de sortie du charbon

Conformément à la politique du groupe ENGIE de quitter les activités d'électricité à base de charbon en Europe fin 2025 et dans le monde en 2027, une stratégie a été mise en œuvre visant à sortir des activités de gestion de l'énergie qui soutiennent la chaîne d'approvisionnement en charbon. En 2025, des revues régulières ont été menées afin de s'assurer que les activités concernées ne contribuent pas directement à la chaîne de valeur du charbon.

RECOSI

Pour soutenir sa stratégie d'approvisionnement en énergie durable, ENGIE est devenu membre de l'Initiative d'approvisionnement responsable en matières premières (RECOSI). RECOSI est une organisation associative qui se consacre à guider et à soutenir ses membres dans leur *due diligence* des chaînes d'approvisionnement, et à soutenir les producteurs dans l'amélioration de leur performance ESG. ENGIE participe au programme RECOSI Gas et, avec d'autres membres, s'engage à respecter des normes élevées de performance ESG dans la chaîne d'approvisionnement en gaz.

Par exemple, ENGIE Energia Chile participe au programme Bettercoal de RECOSI pour démontrer son engagement à promouvoir des pratiques plus respectueuses de l'environnement et des droits humains au sein de la chaîne d'approvisionnement du charbon tant que le charbon doit être obtenu.

En 2025, ENGIE a renforcé son implication au sein de RECOSI, notamment à travers sa nomination à la présidence du Conseil d'administration de RECOSI, consolidant ainsi son rôle dans l'orientation de l'initiative, ainsi que par sa contribution au développement de critères d'approvisionnement responsable en gaz. ENGIE a également poursuivi ses échanges entre pairs sur les enjeux ESG liés au charbon dans le cadre des travaux Bettercoal de RECOSI.

Actions et moyens dédiés [G1-2 15a, 15b]

[MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champ d'application	Horizon temporel
Mettre en œuvre une stratégie ESG dédiée pour le gaz de schiste (États-Unis)	Sélection de fournisseurs avec traçabilité vérifiable des émissions et audits indépendants	Activités mondiales d'approvisionnement et de gestion énergétique tiers de S&EM (hors projets ENGIE)	Continu
Mettre en œuvre une stratégie de sortie du charbon	Sortie des activités soutenant la chaîne d'approvisionnement du charbon	Activités mondiales d'approvisionnement et de gestion énergétique tiers de S&EM (hors projets ENGIE)	Continu
Poursuive la participation à la *Responsible Commodities Sourcing Initiative* (RECOSI)	Effet de levier auprès des pairs pour améliorer la performance ESG de la chaîne d'approvisionnement du gaz naturel et du charbon (tant que du charbon physique doit être approvisionné)	Fournisseurs mondiaux, issus du portefeuille S&EM	Continu

[MDR-A 69] Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources (CAPEX ou OPEX) en fonction de la nature des activités pour mettre en œuvre les plans d'actions mentionnés ci-dessus. Toutefois, compte tenu de la nature des dépenses, celles-ci sont considérées comme n'ayant pas d'impact financier significatif.

KPI et données

ENGIE est en train de définir des indicateurs liés à la détérioration des qualités environnementales et sociales des sources alternatives de la chaîne d'approvisionnement achetées dans un contexte d'instabilité des marchés et de raréfaction des ressources. Ces mesures seront divulguées lorsqu'elles seront définies.

3.1.4.2.2 Garantir des pratiques de paiement responsables [G1-2, G1-6]

IROs matériels

En matière de pratiques de paiement responsables, l'IRO matériel retenu est :

- **Impact positif** : contribution à la solvabilité de nos fournisseurs par nos pratiques de paiement.

Stratégie, politique et processus [G1-2]

[G1-2 14] Le Groupe renforce actuellement son processus de collecte et de fiabilisation des données nécessaires pour déterminer les indicateurs en matière de délais de paiement conformément la norme ESRS G-1.

Par ailleurs, la politique du Groupe en matière de délais de paiement des factures aux fournisseurs consiste à suivre les délais prescrits par la réglementation (qui diffère suivant chaque pays).

Le Groupe exerce une attention particulière sur la situation des PME, plus exposées aux risques de trésorerie. Lors de l'enquête sur les pratiques de paiement des grands comptes envers les PME françaises effectuée par Pacte PME en 2023, ENGIE avait été cité parmi les entreprises les plus vertueuses sur ce point.

[MDR-P 62]. La Charte Achats d'ENGIE souligne son engagement en matière de respect des délais de paiement de ses fournisseurs conformément aux lois et réglementations en vigueur dans tous les pays où opère le Groupe. Le contenu de la Charte est détaillé dans la Section 3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie).

Pour plus d'informations sur les délais de paiement voir Section 6.1.1.2 Comptes sociaux.

Actions et ressources dédiées

Pour garantir que les pratiques de paiement responsables soient respectées, ENGIE a déployé un ensemble d'actions concrètes comme la numérisation des processus de facturation, qui permet un traitement plus rapide et plus transparent des paiements.

De plus, ENGIE a mis en place un suivi rigoureux des délais de paiement afin de s'assurer que les objectifs de paiement responsable soient atteints. Les équipes financières collaborent étroitement avec les services d'achats pour garantir le respect des engagements envers les fournisseurs et pour identifier rapidement toute anomalie dans le processus de paiement.

KPIs et cibles [G1-6]

[MDR-T, 81a] Pour le présent exercice de reporting ENGIE publie exclusivement l'indicateur relatif au nombre de procédures judiciaires en cours concernant des retards de paiement. À ce stade, le Groupe ne dispose pas encore des indicateurs consolidés nécessaires pour répondre à l'ensemble des exigences des ESRS en matière de pratiques de paiement responsables.

[G1-6 33c] Une procédure judiciaire en cours relative à des retards de paiement a été identifiée à la date d'arrêté. sur le périmètre France Cet indicateur est reporté sur le périmètre suivant : France, Italie, Belgique, Pays-Bas, Roumanie et États-Unis. En 2025, ces pays représentaient 70% des achats du Groupe.

3.1.4.3 Cybersécurité, sûreté et sécurité industrielle [information spécifique]

3.1.4.3.1 Cybersécurité

Impact, risques et opportunités

L'exercice de la double matérialité a identifié les IROs suivants en lien avec la cybersécurité :

- **Impact négatif** : accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les incidents liés aux **cyberattaques**, affectant les personnes, les biens et l'environnement ;
- **Impact positif** : continuité des services essentiels pour les utilisateurs grâce à des installations et sites efficacement sécurisés et **cybers protégés ;**
- **Risque** : atteinte à la réputation du groupe en cas d'accident industriel et/ou nucléaire, ou de violation de données ou de sûreté résultant d'une **cyberattaque**.

Politique de cybersécurité

L'utilisation de technologies modernes (cloud, intelligence artificielle, objets connectés, plateformes digitales, etc.) et les nouveaux usages (mobilité, télétravail, etc.) dans un contexte de digitalisation des activités métiers (pilotage des moyens de production en temps, supervision des infrastructures, etc.) mais aussi des processus administratifs impactent l'exposition du Groupe au risque de cybersécurité. En cas de cyber attaque, cela pourrait conduire à des risques d'interruption de service ou de perte de productivité, ainsi qu'à des impacts humains et environnementaux.

Dans un contexte mondial où les menaces évoluent rapidement, l'essor des technologies comme l'IA et la dépendance aux partenaires augmentent la complexité du risque cybersécurité tout en offrant des opportunités de se renforcer.

La performance du Groupe dans le domaine de la cybersécurité participant à sa performance opérationnelle, le Groupe s'organise afin de permettre à chaque client, employé et prestataire d'évoluer dans un climat de confiance numérique pour se prémunir contre les risques potentiels de cybersécurité.

Pour adresser ce risque, ENGIE s'est doté d'un ensemble de politiques et standards cybersécurité chapeautée par la politique Groupe de cybersécurité. Cette politique, signée par la Directrice Générale et le Directeur Général Adjoint, en charge de la data, du digital et de l'IT, est applicable à tout le Groupe et ses entités pour l'ensemble des Technologies de l'Information (IT) et des Technologies Opérationnelles (OT), et ceci pour toutes les parties prenantes qui interagissent avec ces technologies (clients, employés, fournisseurs, prestataires, etc.). Son implémentation est assurée par le Directeur Sécurité des Systèmes d'Information (DSSI) du Groupe. La politique définit notamment :

- quatorze principes Cybersécurité devant être connus de tous et portant sur la gouvernance de la cybersécurité, la mobilisation de ressources humaines et financières, la sensibilisation des personnes, la gestion du risque et des parties tierces, la sécurisation des infrastructures et des actifs, ainsi que leur maintien en conditions de sécurité, la gestion des accès logiques, la sécurité dans les projets et des développements logiciels, la sécurisation des actifs industriels, la résilience des activités, l'audit et le contrôle, et la mise en conformité réglementaire ;
- la filière, son organisation et sa gouvernance ;
- le corpus documentaire (Politiques thématiques, standards, guidelines) et les processus clés (gestion d'incident, gestion de crise, dérogation, conformité et audit).

Plan d'actions

LISTE DES ACTIONS PERMETTANT LA MISE EN ŒUVRE DES POLITIQUES [MDR-A 68A], [MDR-A 68B], [MDR-A 68C]

Description de l'action	Résultats attendus	Champs d'application	Horizon temporel
Mise en œuvre d'un programme annuel de Cybersécurité à l'échelle du Groupe	• Surveillance opérationnelle des infrastructures IT, industrielles et solutions digitales • Mise en œuvre et maintien des solutions de cybersécurité obligatoires déployées par le Groupe sur les périmètres IT, industriel et digital • Veille permanente et adaptation des dispositifs de cybersécurité et solutions face aux menaces • Évaluation de la conformité des entités et sites industriels aux exigences du Groupe et aux réglementations en vigueur	Le Groupe et ses entités	Programme annuel

Le programme de Cybersécurité est mis en œuvre annuellement et permet une adaptation et un développement des dispositifs de protection et surveillance du groupe ENGIE aux évolutions de la menace, du contexte interne (organisation, M&A, etc.) et aux différentes évolutions réglementaires majeures en Europe et à l'international.

Sa mise en œuvre est globale et s'appuie sur l'organisation de la filière cybersécurité du Groupe par métier et géographie.

Au regard du caractère sensible de ces informations, les aspects plus opérationnels de la gestion d'incidents de cybersécurité ne peuvent être divulgués. Cependant ENGIE, dispose de plans de continuité et de reprise d'activités, notamment pour ses process critiques.

La gestion globale du risque cybersécurité est décrite dans la Section 2.2.5.2.

Indicateurs

La cybersécurité, en tant que priorité pour ENGIE, est fréquemment surveillée et rapportée à différents niveaux managériaux. Les indicateurs et faits marquants/incidents sont revus hebdomadairement par les DSI (Directeur des Systèmes d'Information) de la filière Digital & IT et RSSI du Groupe et mensuellement en Comité Exécutif.

À titre d'exemple, un des indicateurs principaux, est le score Bitsight qui permet de surveiller l'exposition cyber externe du groupe ENGIE. Ce score proposé par une agence de cyber notation permet d'avoir un contrôle indépendant de son niveau d'exposition.

	2024	2025
Score Bitsight	780 points	810 points

Le score Bitsight du groupe ENGIE matérialise le niveau de défense élevé du Groupe.

En complément, des plans d'audits annuels sont définis et exécutés par des équipes spécialisées, qu'elles soient internes ou externes.

3.1.4.3.2 La sûreté des personnes, des sites et des informations

Impact, risques et opportunités

L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs ou sous-traitants à des risques sanitaires et sécuritaires. Par ailleurs, les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent également être exposés à des actes de malveillance pouvant impacter la sécurité des personnes. Enfin, l'information, constitutive de son patrimoine immatériel, qu'elle soit sur support informatique, physique ou transmise oralement, peut aussi être exposée à des actes de malveillance pouvant exposer le Groupe à une perte de valeur ou affecter sa réputation.

La performance du Groupe dans le domaine de la sûreté participe à sa performance opérationnelle, en permettant à chaque employé ou prestataire d'intervenir dans un climat de confiance sur les sites et les zones géographiques où le Groupe opère et en préservant le Groupe de fuites d'informations sensibles pouvant affecter sa compétitivité ou sa réputation.

Politiques de sûreté et de protection de l'information

Le Groupe met en œuvre une politique de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels qui a été complétée par une politique spécifique dédiée à la protection de l'information.

Par ailleurs, le Groupe publie des règles de sûreté applicable aux personnes en mobilité internationale (expatriés et voyageurs d'affaires) ainsi que des standards de protection de sites.

Processus

La maîtrise des risques de sûreté est assurée par la mise en œuvre d'un système de management de la sûreté, processus complet qui vise notamment à identifier les risques et à les traiter en déclinant des plans d'actions adaptés qui prennent en compte le retour d'expérience, dans une logique d'amélioration continue.

La sûreté est intégrée au processus ERM (*Entreprise Risk Management*) du Groupe et inscrite au programme de contrôle interne (INCOME/COR8b).

La direction de la sûreté et de l'intelligence économique assure la gouvernance de la fonction Sûreté et anime, au sein du Groupe, la filière des *Chief Security Officers* (CSOs) et des *Country Security Managers* (CSMs) qui sont chargés de décliner et de mettre en œuvre les politiques sûreté au sein du Groupe.

La direction de la sûreté assure également une mission de contrôle de second niveau. Des audits sûreté externes sont aussi menés sur certaines installations.

Plan d'actions

Les zones d'opération du Groupe font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection, adaptées en fonction des risques. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services des administrations compétentes (police, justice, ...) mais aussi sur des prestataires spécialisés.

À titre d'illustration sont déployés :

- des outils contribuant à la formation, à l'information, au suivi et à l'assistance des collaborateurs ;
- un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des prestataires spécialisés et reconnus ;
- une remontée des incidents au niveau de la direction sûreté au travers d'un outil de reporting (MySecurityIncident) et un traitement systématique. Le Groupe se coordonne avec des prestataires (International SOS, Seerist, etc.) pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

Concernant le patrimoine matériel, les sites 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 permet d'élaborer les actions nécessaires, stratégiques et opérationnelles, de prévention et de mitigation.

Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des entités et pays :

- une veille sur les menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des entités concernées qui est chargé de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ;
- une veille sur les "risques pays" afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection ;
- la diffusion de standards relatifs aux mesures de protection de certains types d'installation.

Le Groupe ajuste l'allocation et le niveau de ses ressources en fonction de la nature des activités et des besoins spécifiques de la région, du pays et/ou de l'entité. Il s'appuie notamment sur des ressources internes (OPEX) pour déployer la mise en œuvre des plans d'actions mentionnés ci-dessus, de l'achat ou location des équipements et des matériels de sûreté, ainsi que des coûts externes pour sécuriser ses sites et infrastructures selon la nature des activités ou risques associés. Comme indiqué précédemment, ces coûts sont définis et adaptés localement mais au niveau du Groupe, ils sont considérés comme ayant un impact non significatif.

En matière de protection des informations, le Groupe s'adapte en permanence avec pour objectifs :

- de sensibiliser les collaborateurs. Un *e-learning* consacré à la protection des informations, intégré à la "licence to operate", est mis en ligne sur l'Intranet Groupe et des sessions de sensibilisations dédiées sont organisées dans les entités ;
- de traiter les incidents constatés ;
- de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse de données sensibles.

3.1.4.3.3 Sécurité industrielle

Impact, risques et opportunités

Les activités du Groupe peuvent conduire à des accidents industriels et/ou nucléaires majeurs, y compris les accidents causés ou liés à une cyberattaque, affectant les personnes, les biens et l'environnement.

L'excellence opérationnelle du Groupe lors de l'exploitation d'actifs industriels pour son propre compte ou celui de clients a pour objectif d'assurer la prévention des dommages aux personnes, aux biens et à l'environnement, ainsi que la continuité

des services essentiels pour les utilisateurs finaux grâce à un haut niveau d'exploitation et de maintenance des installations industrielles, de sûreté des sites et de cybersécurité industrielle.

En matière de sécurité industrielle, il convient de distinguer la sécurité des actifs industriels hors centrales nucléaires et la sécurité des centrales nucléaires, dite "sûreté nucléaire".

Sécurité industrielle hors sûreté nucléaire

Politiques de sécurité industrielle

La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement des risques d'accident industriel fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Les différentes filiales et entités du Groupe qui exploitent des actifs industriels ont défini et mis en œuvre des politiques de sécurité industrielle spécifiques adaptées à ces activités. Le Directeur Général de la filiale ou de l'entité est responsable de la mise en œuvre de la politique de sécurité industrielle.

Plans d'actions

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité applicables, dont la directive européenne dite "Seveso III".

La maîtrise des risques de sécurité industrielle 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.

Des plans d'actions sont définis et mis en œuvre par les filiales et entités qui exploitent des actifs industriels intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue.

ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels les plus à risque.

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.

Indicateur : nombre d'événements majeurs

Les filiales qui exploitent des actifs industriels suivent les incidents et accidents liés à la sécurité industrielle.

L'indicateur retenu au niveau du Groupe est le nombre d'événements majeurs pour lesquels la responsabilité du Groupe est engagée survenus dans l'année. Deux événements majeurs se sont produits en 2025 (un événement en 2024).

Une fuite de gaz naturel à haute pression s'est produite en France dans la commune de Saint-Martin-de-Crau dans la nuit du 12 au 13 juin 2025 sur un gazoduc de transport de gaz exploité par NaTran (anciennement GRTgaz). La fuite a provoqué une explosion suivie d'un incendie.

Le vendredi 26 septembre un gazoduc exploité par NaTran a explosé près de l'aérodrome de Saint-Rémy-de-Provence, nécessitant l'intervention des pompiers.

Ces événements font l'objet d'enquêtes approfondies en coordination avec les autorités compétentes. Des actions correctives sont définies pour prévenir leur récurrence.

Sûreté nucléaire

Politique de sûreté nucléaire et de radioprotection

Electrabel, seule entité du Groupe opérateur de centrales nucléaires, met en œuvre une politique de sûreté nucléaire et de radioprotection destinée à protéger le public, les travailleurs intervenant sur les sites et l'environnement. La mise en œuvre de cette politique est suivie par le Conseil d'Administration d'Electrabel S.A.

Cette politique se base sur trois piliers :

- **le management des risques**, intégrant le suivi proactif du développement de nouvelles lois et directives en matière de sûreté nucléaire et leur respect scrupuleux ;
- **l'amélioration continue** en évaluant en permanence les performances de sûreté nucléaire, en se référant aux normes nationales et internationales, en définissant des plans d'amélioration, en tirant en permanence les leçons du retour d'expérience tant en interne qu'en externe et en impliquant activement tous les collaborateurs dans ce processus d'amélioration continue ;
- **la mesure permanente de l'efficacité de la politique** de sûreté nucléaire au travers de contrôles indépendants internes et externes conduisant à la mise en œuvre d'actions d'amélioration sur la base des recommandations émises, et au travers d'un dialogue permanent avec les autorités et les autorités de sûreté comme avec toutes les autres parties prenantes.

Plans d'actions

Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel conforme aux standards extrêmement élevés de la profession, tels que les normes de sûreté de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA), qui s'exerce à plusieurs niveaux :

- le Rapport de Sûreté (sous la forme d'Arrêté Royal de droit belge) fixe notamment les structures de contrôle du design, des procédures d'exploitation et définit l'organisation et les ressources humaines dédiées ;
- les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ;
- le respect de ces principes fait l'objet d'une supervision managériale et de contrôles indépendants des organisations opérationnelles, réalisés par le département de sûreté nucléaire (appelé le Service de Contrôle Physique en droit belge) qui dépend directement du CEO d'Electrabel S.A. ;
- le Service de Contrôle Physique peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate suivant une approche graduée et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles internes par le Service de Contrôle Physique et par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique. Par ailleurs, Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les "*peer reviews*" périodiques externes de la *World Association of Nuclear Operators* (WANO). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge. Les deux sites nucléaires sont certifiés ISO 45001 et ISO 14001, et sont enregistrés EMAS.

Indicateurs

Depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'ont jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement.

Electrabel suit les incidents significatifs sur l'échelle INES, (*International Nuclear Event Scale*) dans le monde. En 2025, il ne s'est pas produit d'incident significatif sur les centrales de Doel et de Tihange.

3.1.5 Annexes

3.1.5.1 Informations incorporées au moyen de renvois [ESRS-2 BP-2 16]

Norme ESRS	Exigence de publication	Point de donnée	Référence
ESRS 2	**GOV-1** - Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	20 ; 21a, b, c, d, e	Section 4.1.1
			Sections 4.1.2.2 à 4.1.2.4
			Section 4.1.1.7
			Section 4.1.3
		20c, 23a	Section 4.1.1.7 /Sections 4.1.1.9 et 4.1.2.3
ESRS 2	**GOV-3** - Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes d'incitation	GOV-3 29a, e	Sections 4.2.1.2 (Rémunération variable 2025) et 4.2.3.2
ESRS 2	**GOV-2** - Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et questions de durabilité traitées par ces organes	GOV-2 24, 25, 26a, b, c	Section 4.1.2.4 (Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable)
ESRS 2	**SBM-3** - Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	48d	Note 1.3.3 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés
ESRS E1	**SBM-3** - Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	19c	Sections 2.2.2 et 2.2.3
ESRS E5	**E5-2** - Actions et ressources relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	MDR-A 69b, 69c	Note 17.2.4 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés
ESRS G1	**G1-6** - Gestion des relations avec les fournisseurs	MDR-P 62	Section 6.1.1.2

3.1.5.2 Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par l'état de durabilité [ESRS-2 IRO-2]

[IRO-2 59] Suite à la détermination des impacts, risques et opportunités matériels, le Groupe a apprécié la matérialité et pertinence de chaque exigence de publication, puis de chaque point de donnée.

Norme ESRS	Exigence de publication	Référence
ESRS 2	**BP-1** – **BP-2** - Bases de préparation	Section 3.1.1.1
ESRS 2	**GOV-1** – **GOV-5** - Gouvernance	Sections 3.1.1.3 et 3.1.1.5
ESRS 2	**SBM-1** – **SBM-3** - Stratégie	Sections 3.1.1.2 et Section 3.1.1.4.2
ESRS 2	**IRO-1** - **IRO-2** - Gestion des impacts, risques et opportunité	Sections 3.1.1.4 et 3.1.5
ESRS 2	**MDR-P/A/M/T** - Exigences de publication minimale sur les politiques, actions, indicateurs et cibles	Chaque ESRS thématique
ESRS E1	**ESRS 2 SBM-3** – Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.2.1.1
ESRS E1	**ESRS 2 IRO-1** – Description des processus permettant d'identifier et d'évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au changement climatique	Section 3.1.2.1.1
ESRS E1	**ESRS 2 GOV-3** – Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.1.2
ESRS E1	**E1-1** – **E1-8**	Sections 3.1.2.1.2 à 3.1.2.1.4 et 3.1.2.1.6
ESRS E1	**E1-9** - Effets financiers attendus des risques physiques et de transition matériels et opportunités potentielles liées au climat	Disposition transitoire
ESRS E2	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités liés à la pollution	Section 3.1.2.2.2
ESRS E2	**E2-1 – E2-4**	Section 3.1.2.2.2
ESRS E2	**E2-5** – Substances préoccupantes et substances extrêmement préoccupantes	Non matériel
ESRS E2	**E2-6** – Effets financiers attendus d'impacts, risques et opportunités liés à la pollution	Disposition transitoire
ESRS E3	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés aux ressources hydriques et marines	Section 3.1.2.2.3
ESRS E3	**E3-1** – **E3-4**	Section 3.1.2.2.3
ESRS E3	**E3-5** – Effets financiers attendus d'impacts, risques et opportunités liés aux ressources hydriques et marines	Disposition transitoire

Norme ESRS	Exigence de publication	Référence
ESRS E4	**ESRS-2 SBM-3** – Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**ESRS-2 IRO-1** - Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**E4-1** – **E4-5**	Section 3.1.2.2.4
ESRS E4	**E4-3** - Impacts financiers (coûts directs et indirects), en termes monétaires, des mesures de compensation de la perte de biodiversité	Disposition transitoire
ESRS E4	**E4-6** – Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Disposition transitoire
ESRS E5	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-1** – **E5-4**	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-5** – Flux de ressources sortants	Section 3.1.2.2.5
ESRS E5	**E5-6** – Effets financiers attendus des impacts, risques et opportunités liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Disposition transitoire
ESRS S1	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.2.1
ESRS S1	**S1-1** – **S1-17** (hors S1-7, S1-12 et S1-14)	Sections 3.1.3.1 et 3.1.3.2.1 à 3.1.3.2.6
ESRS S1	**S1-7** - Caractéristiques des non-salariés assimilés au personnel de l'entreprise	Disposition transitoire
ESRS S1	**S1-12** - Personnes handicapées	Disposition transitoire
ESRS S1	**S1-14** - Santé et sécurité	Section 3.1.3.2.6 Disposition transitoire appliquée aux indicateurs portant sur les non-salariés
ESRS S2	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.3
ESRS S2	**S2-1** – **S2-5**	Sections 3.1.3.1 / 3.1.3.3 / 3.1.3.4
ESRS S3	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.5
ESRS S3	**S3-1** – **S3-5**	Sections 3.1.3.1 / 3.1.3.5
ESRS S4	**ESRS-2 SBM-2** – **SBM-3** - Stratégie	Section 3.1.3.6
ESRS S4	**S4-1** – **S4-5**	Section 3.1.3.6
ESRS G1	**ESRS-2 GOV-1** – Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.4.1.1
ESRS G1	**ESRS-2 IRO-1** – Description des processus d'identification et d'analyse des impacts, risques et opportunités matériels	Section 3.1.4.1.3
ESRS G1	**G1-1– G1-4, G1-6**	Sections 3.1.4.1.4 à 3.1.4.1.9
ESRS G1	**G1-5** – Influence politique et activités de lobbying	Non matériel

3.1.5.3 Liste des points de données prévus dans les normes transversales et thématiques qui sont requis par d'autres actes législatifs de l'Union [ESRS-2 IRO-2]

Exigence de publication	Point de donnée	Description	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence de règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section [1]
ESRS 2 GOV-1	21d	Mixité au sein des organes de gouvernance	•		•		État de durabilité
ESRS 2 GOV-1	21e	Pourcentage d'Administrateurs indépendants			•		État de durabilité
ESRS 2 GOV-4	30	Déclaration sur la vigilance raisonnable	•				État de durabilité
ESRS 2 SBM-1	40d i	Participation à des activités liées aux combustibles fossiles	•	•	•		État de durabilité
ESRS 2 SBM-1	40d ii	Participation à des activités liées à la fabrication de produits chimiques	•		•		Non matériel
ESRS 2 SBM-1	40d iii	Participation à des activités liées à des armes controversées	•		•		Non matériel
ESRS 2 SBM-1	40d iv	Participation à des activités liées à la culture et à la production de tabac			•		Non matériel
ESRS E1-1	14	Plan de transition pour atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050				•	État de durabilité
ESRS E1-1	16g	Entreprises exclues des indices de référence "accords de Paris"		•	•		État de durabilité
ESRS E1-4	34	Cibles de réduction des émissions de GES	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-5	38	Consommation d'énergie produite à partir de combustibles fossiles ventilée par source d'énergie (uniquement les secteurs ayant une forte incidence sur le climat	•				État de durabilité
ESRS E1-5	37	Consommation d'énergie et mix énergétique	•				État de durabilité
ESRS E1-5	40 à 43	Intensité énergétique des activités dans les secteurs à fort impact climatique	•				État de durabilité
ESRS E1-6	44	Émissions brutes de GES des scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-6	53 à 55	Intensité des émissions de GES brutes	•	•	•		État de durabilité
ESRS E1-7	56	Absorptions de GES et crédits carbone				•	État de durabilité
ESRS E1-9	66	Exposition du portefeuille de l'indice de référence à des risques physiques liés au climat			•		Disposition transitoire
ESRS E1-9	66a, 66c	Désagrégation des montants monétaires par risque physique aigu et chronique / Localisation des actifs importants exposés à un risque physique matériel		•			Disposition transitoire
ESRS E1-9	67c	Ventilation de la valeur comptable des actifs immobiliers de l'entreprise par classe d'efficacité énergétique		•			Disposition transitoire
ESRS E1-9	69	Degré d'exposition du portefeuille aux opportunités liées au climat			•		Disposition transitoire
ESRS E2-4	28	Quantité de chaque polluant énuméré dans l'annexe II du règlement E-PRTR (registre européen des rejets et des transferts de polluants)	•				Etat de durabilité
ESRS E3-1	9	Ressources hydriques et marines	•				Non matériel
ESRS E3-1	13	Politique en la matière	•				Non matériel
ESRS E3-1	14	Pratiques durables en ce qui concerne les océans et les mers	•				Non matériel
ESRS E3-4	28c	Pourcentage total d'eau recyclée et réutilisée	•				État de durabilité
ESRS E3-4	29	Consommation d'eau totale en m^3 par rapport au chiffre d'affaires généré par les propres activités de l'entreprise	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16a i	-	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16b	-	•				État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 - E4	16c	-	•				État de durabilité
ESRS E4-2	24b	Pratiques ou politiques foncières/agricoles durables	•				Non matériel
ESRS E4-2	24c	Pratiques ou politiques durables en ce qui concerne les océans/mers	•				Non matériel
ESRS E4-2	24d	Politique de lutte contre la déforestation	•				Non matériel
ESRS E5-5	37d	Déchets non recyclés	•				État de durabilité
ESRS E5-5	39	Déchets dangereux et déchets radioactifs	•				Non matériel
ESRS 2 - SBM3 - S1	14f	Risque de travail forcé	•				Non matériel

Exigence de publication	Point de donnée	Description	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence de règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section [1]
ESRS 2 - SBM3 - S1	14g	Risque d'exploitation d'enfants par le travail	•				Non matériel
ESRS S1-1	20	Engagements à mener une politique en matière des droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S1-1	21	Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			•		État de durabilité
ESRS S1-1	22	Processus et mesures de prévention de la traite des êtres humains	•				Non matériel
ESRS S1-1	23	Politique de prévention ou système de gestion des accidents du travail	•				État de durabilité
ESRS S1-3	32c	Mécanismes de traitement des différends ou des plaintes	•				État de durabilité
ESRS S1-14	88b, 88c	Nombre de décès et nombre et taux d'accidents liés au travail	•		•		État de durabilité
ESRS S1-14	88e	Nombre de jours perdus pour cause de blessures, d'accidents, de décès ou de maladies	•				Disposition transitoire
ESRS S1-16	97a	Écart de rémunération entre hommes et femmes non corrigé	•		•		État de durabilité
ESRS S1-16	97b	Ratio de rémunération excessive du directeur général	•				État de durabilité
ESRS S1-17	103a	Cas de discrimination	•				État de durabilité
ESRS S1-17	104a	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS 2 - SBM3 – S2	11b	Risque important d'exploitation d'enfants par le travail ou de travail forcé dans la chaîne de valeur	•				État de durabilité
ESRS S2-1	17	Engagements à mener une politique en matière des Droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S2-1	18	Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	•				État de durabilité
ESRS S2-1		Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S2-1	19	Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation Internationale du Travail			•		État de durabilité
ESRS S2-4	36	Problèmes et incidents en matière de Droits de l'Homme liés à la chaîne de valeur en amont ou en aval	•				État de durabilité
ESRS S3-1	16	Engagements à mener une politique en matière des droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S3-1	17	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme, des principes de l'OIT et/ou des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S3-4	36	Problèmes et incidents en matière de Droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS S4-1	16	Politiques relatives aux consommateurs et aux utilisateurs finaux	•				État de durabilité
ESRS S4-1	17	Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux Droits de l'Homme et des principes directeurs de l'OCDE	•		•		État de durabilité
ESRS S4-4	35	Problèmes et incidents en matière de droits de l'Homme	•				État de durabilité
ESRS G1-1	10b	Convention des Nations Unies contre la corruption	•				État de durabilité
ESRS G1-1	10d	Protection des lanceurs d'alerte	•				État de durabilité
ESRS G1-4	24a	Amendes pour infraction à la législation sur la lutte contre la corruption et les actes de corruption	•		•		État de durabilité
ESRS G1-4	24b	Normes de lutte contre la corruption et les actes de corruption	•				État de durabilité

(1) Se référer à la colonne "Exigence de publication" pour identifier où le point de donnée figure dans l'état de durabilité.

3.1.5.4 Éléments essentiels de la vigilance raisonnable - Table de correspondance [GOV-4]

		Sections dans l'état de durabilité :		
Processus de vigilance	**Exigences de Publication**	**Générales**	**Environnementales**	**Sociales**
a/ Intégrer la vigilance raisonnable dans la gouvernance, la stratégie et le modèle économique	**ESRS 2 GOV-2 :** Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	3.1.1.3.3 3.1.2.2.1		
	ESRS 2 GOV-3 : Intégration des performances en matière de durabilité dans le mécanismes d'incitation	3.1.1.3.2 3.1.2.1.2		
	ESRS 2 SMB-3 : Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	3.1.1.4.2	3.1.2.1.1 3.1.2.2.4	3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
b/ Dialoguer avec les parties prenantes affectées	**ESRS 2 GOV-2 :** Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	3.1.1.3.3 3.1.2.2.1		
	ESRS 2 SBM-2 : Intérêts et points des parties prenantes	3.1.1.2.3		3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.5 3.1.3.6
	ESRS 2 IRO-1 : Description du processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	3.1.1.4.1		
	ESRS 2 MDR-P : Politiques adoptées pour gérer les enjeux de durabilité matériels.		3.1.2.1.2 3.1.2.2.2 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.1 3.1.3.2.3 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
	ESRS S1-2 : Personnel de l'entreprise			3.1.3.2.3 3.1.3.2.4
	ESRS S3-1 : Communautés affectées			3.1.3.5
	ESRS S4-2 : Consommateurs et utilisateurs finaux			3.1.3.6
c/ Identifier et évaluer les impacts négatifs sur les personnes et l'environnement	**ESRS 2 IRO-1 :** Description du processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	3.1.1.4.1	3.1.2.1.1 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	
	ESRS 2 SMB-3 : Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	3.1.1.4.2	3.1.2.1.1 3.1.2.2.4	3.1.3.2.1 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
d/ Mettre en œuvre des actions pour remédier aux impacts négatifs sur les personnes et l'environnement	**ESRS E1-1 :** Plan de transition		3.1.2.1.3	
	ESRS 2 MDR-A : Actions et ressources relatives aux enjeux de durabilité matériels		3.1.2.1.4 3.1.2.1.5 3.1.2.2.2 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.2.3 3.1.3.2.4 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.4 3.1.3.5 3.1.3.6
e/ Suivre l'efficacité de ces efforts	**Suivi de la démarche de vigilance droits humains**			3.1.3.1
	Indicateurs et cibles : • **ESRS 2 MDR-M :** Indicateurs relatifs aux enjeux de durabilité matériels • **ESRS 2 MDR-T :** Suivi de l'efficacité des politiques et des actions au moyen de cibles		3.1.2.1.4 3.1.2.1.5 3.1.2.1.6 3.1.2.2.2 3.1.2.2.3 3.1.2.2.4 3.1.2.2.5	3.1.3.2.1 3.1.3.2.3 3.1.3.2.4 3.1.3.2.5 3.1.3.2.6 3.1.3.3 3.1.3.5 3.1.3.6

3.1.5.5 Liste des sites prioritaires matériels [ESRS E4 SBM-3 16a i, ii, iii]

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Local Energy Infrastructures	France/ Nouvelle Calédonie	EOLIENNES DE PRONY 3	Éolien	L'Ilot Casy (Réserve spéciale marine de la baie de Prony) (IUCN cat II), Pic du Pin (IUCN cat IV), Les Lacs du Grand Sud Néo-Calédonien (RAMSAR), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Local Energy Infrastructures	France/ Nouvelle Calédonie	EOLIENNES DE MONT MAU	Éolien	L'Ilot Casy (Réserve spéciale marine de la baie de Prony) (IUCN cat II), Pic du Pin (IUCN cat IV), Les Lacs du Grand Sud Néo-Calédonien (RAMSAR), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Local Energy Infrastructures	France/ Nouvelle Calédonie	EOLIENNES DE PRONY 1&2	Éolien	L'Ilot Casy (Réserve spéciale marine de la baie de Prony) (IUCN cat II), Pic du Pin (IUCN cat IV), Les Lacs du Grand Sud Néo-Calédonien (RAMSAR), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Local Energy Infrastructures	France/ Nouvelle Calédonie	EOLIENNES DE NEGANDI	Éolien	Montagne des Sources (IUCN cat Ia), Parc Territorial de la Riviere Bleue (IUCN cat II), Reserve Speciale de Faune de la Haute Yate (IUCN cat IV), L'île de Bailly (IUCN cat V), L'île de Bailly (IUCN cat VI), Les Lacs du Grand Sud Néo-Calédonien (RAMSAR), Grand Lagon Sud Marin (KBA)	Moyen	Élevé
Networks	France	FOSMAX LNG (FOS CAVAOU)	Terminal GNL	Poste De Feuillane (IUCN cat IV), Camargue (IUCN cat V), Camargue (IUCN cat VI), Camargue (RAMSAR), Etangs de Citis, Lavalduc, Engrenier, Pourra, l'Estomac, Fos et salines de Rassuen et de Fos (KBA), Camargue (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Networks	France	TERMINAL FOS TONKIN	Terminal GNL	Grands Paluds - Gonon (IUCN cat IV), Camargue (IUCN cat V), Camargue (IUCN cat VI), Camargue (RAMSAR), Marais entre Crau et Grand Rhône : Meyranne, Chanoine, Plan de Bourg et Salins du Caban (KBA), Marais entre Crau et Grand Rhône (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Networks	France	TERMINAL MONTOIR DE BRETAGNE	Terminal GNL	Estuaire de la Loire (IUCN cat IV), Brière (IUCN cat V), Brière (IUCN cat VI), Grande Briere (RAMSAR), Estuaire de la Loire (KBA), Estuaire de la Loire (Natura 2000)	Très élevé	Moyen
Nuke	Belgique	DOEL	Nucléaire	Grenspark De Zoom - Kalmthoutse Heide (IUCN cat II), NBP-OV-23-0010G type 4 (IUCN cat IV), Schorren van de Beneden Schelde (RAMSAR), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (KBA), Schorren en Polders van de Beneden-Schelde (Natura 2000)	Élevé	Moyen
Renew & Flex Power	Australie	PELICAN POINT	Cogeneration / Trigeneration	Torrens Island (IUCN cat III), Gulf St Vincent (KBA)	Élevé	Moyen
Renew & Flex Power	Belgique	DOUR	Éolien	Marais de Montroeul (IUCN cat IV), Scarpe-Escaut (IUCN cat V), Scarpe-Escaut (IUCN cat VI), Marais d'Harchies (RAMSAR), Bassin de la Haine (KBA), Vallée de la Haine en aval de Mons (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renew & Flex Power	Canada	WEST WINDSOR COGENERATION FACILITY	Cogeneration / Trigeneration	Ojibway Prairie Provincial Park (Nature Reserve Class) (IUCN cat Ia), Detroit River International Wildlife Refuge (IUCN cat IV), Allen Woods (IUCN cat V), Allen Woods (IUCN cat VI), Detroit River (KBA)	Élevé	Moyen
Renew & Flex Power	Chili	CHAPIQUINA	Centrale Hydroélectrique	Precordillera de Putre (KBA), Lauca (MAB)	Élevé	Élevé
Renew & Flex Power	Espagne	EL PATRON	Éolien	Marismas del Río Palmones (IUCN cat II), Los Alcornocales (IUCN cat IV), Los Alcornocales (IUCN cat V), Los Alcornocales (IUCN cat VI), Sierras de las Cabras, del Aljibe y de Montecoche (KBA), Intercontinental BR of the Mediterranean (MAB), Los Alcornocales (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renew & Flex Power	Espagne	CERRO CABELLO	Éolien	Marismas del Río Palmones (IUCN cat II), Los Alcornocales (IUCN cat IV), Los Alcornocales (IUCN cat V), Los Alcornocales (IUCN cat VI), Sierras de las Cabras, del Aljibe y de Montecoche (KBA), Intercontinental BR of the Mediterranean (MAB), Los Alcornocales (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renew & Flex Power	Espagne	OLVERA	Centrale Hydroélectrique	Huellas de Dinosaurios (IUCN cat III), Río Guadalimar (IUCN cat IV), Noreste de Jaén (KBA), Río Guadalimar (Natura 2000)	Elevé	Élevé
Renew & Flex Power	Espagne	MERIDION CASAQUE. I	Solaire	Corredor Ecológico del Río Guadiamar (IUCN cat IV), Corredor verde del Guadiamar (IUCN cat V), Corredor verde del Guadiamar (IUCN cat VI), Doñana (RAMSAR), Condado - Campiña (KBA), Corredor Ecológico del Río Guadiamar (Natura 2000)	Bas	Moyen

Global Business Unit	Pays	Site	Activité	Zones sensibles	Criticité d'impact	Criticité de dépendance
Renew & Flex Power	Espagne	MERIDION CASAQUE. II	Solaire	Corredor Ecológico del Río Guadiamar (IUCN cat IV), Corredor verde del Guadiamar (IUCN cat V), Corredor verde del Guadiamar (IUCN cat VI), Doñana (RAMSAR), Condado - Campiña (KBA), Corredor Ecológico del Río Guadiamar (Natura 2000)	Bas	Moyen
Renew & Flex Power	États Unis	DODGE CITY	Éolien	Theodore Roosevelt Island (IUCN cat III), Chesapeake and Ohio Canal (IUCN cat V), Chesapeake and Ohio Canal (IUCN cat VI), Lower C & O Canal (KBA)	Moyen	Élevé
Renew & Flex Power	France	XANTON NORD	Éolien	Cavités Souterraines Des Pierrières (IUCN cat IV), Marais Poitevin (IUCN cat V), Marais Poitevin (IUCN cat VI), Plaine calcaire du sud Vendée (KBA), Marais poitevin (Natura 2000)	Moyen	Élevé
Renew & Flex Power	France	FERME DE MAGNE	Solaire	Landes de cadeuil (IUCN cat IV), Estuaire De La Gironde Et Mer Des Pertuis (IUCN cat V), Estuaire De La Gironde Et Mer Des Pertuis (IUCN cat VI), Marais et estuaire de la Seudre (KBA), Landes de Cadeuil (Natura 2000)	Bas	Moyen
Renew & Flex Power	Italie	PATERNO	Solaire	Salinelle di Paterno' (IUCN cat V), Salinelle di Paterno' (IUCN cat VI), Medio corso e foce del Simeto e Biviere di Lentini (KBA), Tratto di Pietralunga del Fiume Simeto (Natura 2000)	Bas	Moyen
Renew & Flex Power	Italie	PONTINIA	Solaire	Riserva naturale Foresta demaniale del Circeo (IUCN cat Ia), Parco nazionale del Circeo (IUCN cat II), Monumento naturale Campo Soriano (IUCN cat III), Monti Lepini (KBA), Monti Lepini (Natura 2000)	Bas	Moyen
Renew & Flex Power	Pays-Bas	EEMS	Cogeneration / Trigeneration	Niedersächsisches Wattenmeer (IUCN cat II), Waddenzee (IUCN cat IV), Krummhörn (IUCN cat V), Krummhörn (IUCN cat VI), Wadden Sea (RAMSAR), Waddenzee (KBA), Waddensea of Lower Saxony (MAB), Waddenzee (Natura 2000), Wadden Sea (UNESCO)	Élevé	Moyen
Renew & Flex Power	Pays-Bas	WINDPARK EEMS	Éolien	Niedersächsisches Wattenmeer (IUCN cat II), Waddenzee (IUCN cat IV), Krummhörn (IUCN cat V), Krummhörn (IUCN cat VI), Wadden Sea (RAMSAR), Waddenzee (KBA), Waddensea of Lower Saxony (MAB), Waddenzee (Natura 2000), Wadden Sea (UNESCO)	Moyen	Élevé
Renew & Flex Power	Pérou	QUITARACSA	Centrale Hydroélectrique	Huascarán (IUCN cat II), Parque Nacional Huascarán y zona de amortiguamiento (KBA), Huascarán National Park (UNESCO)	Élevé	Élevé

ND = Non disponible. Les niveaux de criticité d'impact et de dépendance ne sont pas disponibles en 2024 pour les activités de stockage en batteries, lignes de transmission électrique, biométhaniseurs et réseaux de froid.

3.1.5.6 Tableaux Taxonomie

Les tableaux présentés dans les pages ci-après reprennent les modèles standards pour les informations liées aux données 2025 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2026/73 de la Commission Européenne adopté le 4 juillet 2025 ainsi que le tableau de synthèse.

2025

ICP (1)	Total (2)	Part des activités éligibles à la taxonomie (3)	Activités alignées à la taxonomie (4)	Part des activités alignées à la taxonomie (5)	Ventilation par objectif environnemental des activités alignées sur la taxonomie								Activités non évaluées considérées comme non significatives (14)	Activités alignées sur la taxonomie en 2024 (15)	Part d'activités alignées à la taxonomie en 2024 (16)
					Atténuation du changement climatique (6)	Adaptation au changement climatique (7)	Eau (8)	Économie circulaire (9)	Pollution (10)	Biodiversité (11)	Part d'activités habilitantes (12)	Part d'activités transitoires (13)			
	En millions d'euros	*%*	*En millions d'euros*	*%*	*%*	*%*	*%*	*%*	*%*	*%*	*%*	*%*	*%*	*En millions d'euros*	*%*
Turnover	71 944	26%	13 986	19%	19%	0%	0%	0%	0%	0%	8%	0%	N/A	13 826	19%
CAPEX	9 583	69%	5 813	61%	61%	0%	0%	0%	0%	0%	13%	0%	N/A	7 576	62%
OPEX	4 952	60%	2 241	45%	45%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	0%	N/A	1 842	42%

Part du Chiffre d'affaires 2025 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

Chiffre d'affaires

2025

Activités économiques (1)	Codes (2)	ICP éligible à la taxonomie (Part du chiffre d'affaires éligible à la taxonomie) (3)	ICP aligné sur la taxonomie (chiffre d'affaires en millions d'euros) (4)	ICP aligné sur la taxonomie - Part du chiffre d'affaires aligné à la taxonomie (5)	Objectifs environnementaux des activités alignées sur la taxonomie: Atténuation au changement climatique (6)	Adaptation au changement climatique (7)	Ressource aquatique et marine (8)	Économie circulaire (9)	Pollution (10)	Biodiversité (11)	Activités habilitantes (12)	Activités transitoires (13)	Part de la taxonomie alignée par rapport à la taxonomie éligible (14)
Fabrication d'équipements à bon rendement énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	0%	97	0%	0%	0%							100%
Fabrication d'hydrogène	CCM 3.10	0%	1	0%	0%	0%							100%
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	1%	781	1%	1%	0%							100%
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	1%	569	1%	1%	0%					H		100%
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	CCM 4.14	0%	308	0%	0%	0%							100%
Réseaux de chaleur/de froid	CCM 4.15	3%	1 479	2%	2%	0%							76%
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	0%	74	0%	0%	0%							99%
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	0%	98	0%	0%	0%							98%
Production de chaleur/froid par chauffage solaire	CCM 4.21	0%	1	0%	0%	0%							100%
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	0%	10	0%	0%	0%							100%
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	0%	10	0%	0%	0%							71%
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	1%	792	1%	1%	0%							100%
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	4%	0	0%	0%	0%							0%
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	2%	1 355	2%	2%	0%							100%
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	1%	172	0%	0%	0%						T	27%
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	0%	4	0%	0%	0%						T	40%
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM 4.5	4%	2 681	4%	4%	0%							94%
Production d'électricité par bioénergie	CCM 4.8	0%	2	0%	0%	0%							4%
Transport et distribution d'électricité	CCM 4.9	1%	430	1%	1%	0%							74%
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	0%	41	0%	0%	0%							34%
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	0%	34	0%	0%	0%					H		46%
Transports urbains et suburbains, transports routiers de voyageurs	CCM 6.3	0%	0	0%	0%	0%						T	0%
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	3%	1 682	2%	2%	0%					H		83%
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)	CCM/CCA 7.4	0%	2	0%	0%	0%					H		100%
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	0%	6	0%	0%	0%					H		100%
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	0%	166	0%	0%	0%					H		99%
Programmation, conseil et autres activités informatiques	CCM/CCA 8.2	0%	15	0%	0%	0%					H		100%
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	0%	0	0%	0%	0%					H		0%
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	5%	3 174	4%	4%	0%					H		97%
Somme de l'alignement par objectif					**100%**	**0%**							
ICP TOTAL (CHIFFRES D'AFFAIRES)		**26%**	**13 986**	**19%**	**19%**	**0%**					**8%**	**0%**	**76%**

Part des Dépenses d'investissement (CAPEX) 2025 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

CAPEX

2025

					Objectifs environnementaux des activités alignées sur la taxonomie								
Activités économiques (1)	**Codes (2)**	**ICP éligible à la taxonomie (Part des CAPEX éligible à la taxonomie) (3)**	**ICP aligné sur la taxonomie (CAPEX en millions d'euros) (4)**	**ICP aligné sur la taxonomie - Part des CAPEX aligné sur la taxonomie (5)**	**Atténuation au changement climatique (6)**	**Adaptation au changement climatique (7)**	**Ressource aquatique et marine (8)**	**Économie circulaire (9)**	**Pollution (10)**	**Biodiversité (11)**	**Activités habilitantes (12)**	**Activités transitoires (13)**	**Part de la taxonomie alignée par rapport à la taxonomie éligible (14)**
Fabrication d'équipements à bon rendement énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	0%	6	0%	0%	0%							100%
Fabrication d'hydrogène	CCM 3.10	0%	0	0%	0%	0%							0%
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	17%	1 636	17%	17%	0%							100%
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	12%	1 142	12%	12%	0%					H		100%
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	CCM 4.14	3%	255	3%	3%	0%							100%
Réseaux de chaleur/de froid	CCM 4.15	5%	343	4%	4%	0%							68%
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	0%	0	0%	0%	0%							0%
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	0%	3	0%	0%	0%							96%
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	0%	0	0%	0%	0%							0%
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	0%	6	0%	0%	0%							38%
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	1%	72	1%	1%	0%							100%
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	5%	13	0%	0%	0%							3%
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	13%	1 200	13%	13%	0%							100%
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	0%	4	0%	0%	0%						T	25%
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	0%	4	0%	0%	0%						T	98%
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM 4.5	10%	949	10%	10%	0%							100%
Transport et distribution d'électricité	CCM 4.9	1%	0	0%	0%	0%							0%
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	0%	28	0%	0%	0%							76%
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	0%	27	0%	0%	0%					H		100%
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	0%	29	0%	0%	0%					H		62%
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)	CCM/CCA 7.4	0%	1	0%	0%	0%					H		100%
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	0%	-27	0%	0%	0%					H		100%
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	0%	1	0%	0%	0%					H		83%
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	1%	122	1%	1%	0%					H		90%
Somme de l'alignement par objectif					**100%**	**0%**							
ICP TOTAL (CAPEX)		**69%**	**5 813**	**61%**	**61%**	**0%**					**13%**	**0%**	**88%**

Part des Dépenses Opérationnelles (OPEX) 2025 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

OPEX

2025

					Objectifs environnementaux des activités alignées sur la taxonomie								
Activités économiques (1)	**Codes (2)**	**ICP éligible à la taxonomie (Part des OPEX éligible à la taxonomie) (3)**	**ICP aligné sur la taxonomie (OPEX en millions d'euros) (4)**	**ICP aligné sur la taxonomie - Part des OPEX aligné à la taxonomie (5)**	**Atténuation au changement climatique (6)**	**Adaptation au changement climatique (7)**	**Ressource aquatique et marine (8)**	**Économie circulaire (9)**	**Pollution (10)**	**Biodiversité (11)**	**Activités habilitantes (12)**	**Activités transitoires (13)**	**Part de la taxonomie alignée par rapport à la taxonomie éligible (14)**
Fabrication d'équipements à bon rendement énergétique pour la construction de bâtiments	CCM 3.5	0%	4	0%	0%	0%							100%
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	2%	109	2%	2%	0%							99%
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	1%	39	1%	1%	0%					H		100%
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	CCM 4.14	2%	79	2%	2%	0%							100%
Réseaux de chaleur/de froid	CCM 4.15	4%	159	3%	3%	0%							72%
Production d'électricité au moyen de la technologie de l'énergie solaire concentrée	CCM 4.2	0%	0	0%	0%	0%							0%
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	0%	3	0%	0%	0%							78%
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	0%	0	0%	0%	0%							0%
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	0%	3	0%	0%	0%							49%
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	1%	39	1%	1%	0%							100%
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	4%	0	0%	0%	0%							0%
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	7%	334	7%	7%	0%							97%
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	1%	5	0%	0%	0%						T	10%
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	0%	2	0%	0%	0%						T	100%
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM 4.5	5%	244	5%	5%	0%							95%
Production d'électricité par bioénergie	CCM 4.8	0%	0	0%	0%	0%							5%
Transport et distribution d'électricité	CCM 4.9	1%	5	0%	0%	0%							9%
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	1%	0	0%	0%	0%							0%
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	0%	15	0%	0%	0%					H		100%
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	9%	307	6%	6%	0%					H		68%
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	3%	128	3%	3%	0%					H		99%
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	0%	2	0,%	0%	0%					H		100%
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	18%	762	15%	15%	0%					H		84%
Somme de l'alignement par objectif					**100%**	**0%**							
ICP TOTAL (OPEX)		**60%**	**2 241**	**45%**	**45%**	**0%**					**25%**	**0%**	**76%**

3.1.6 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2025

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Le présent rapport est émis en notre qualité de commissaires aux comptes d'ENGIE. Il porte sur les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2025, incluses dans le rapport de gestion et présentées dans la section 3.1 du document d'enregistrement universel (ci-après « l'Etat de durabilité »).

Nos travaux, qui portent sur ces informations, ont été réalisés dans un contexte évolutif caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes et le développement de pratiques de place.

En application de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, ENGIE est tenue d'inclure les informations précitées au sein d'une section distincte de son rapport de gestion.

Ces informations permettent de comprendre les impacts de l'activité du groupe sur les enjeux de durabilité, ainsi que la manière dont ces enjeux influent sur l'évolution des affaires du groupe, de ses résultats et de sa situation. Les enjeux de durabilité comprennent les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise.

En application du II de l'article L. 821-54 du code précité, notre mission consiste à mettre en œuvre les travaux nécessaires à l'émission d'un avis, exprimant une assurance limitée, portant sur :

- la conformité aux exigences découlant des normes d'information en matière de durabilité adoptées par la Commission européenne en vertu de l'article 29 ter de la directive (UE) 2013/34 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2013, telle que modifiée par la directive (UE) 2022/2464 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 (ci-après ESRS pour *European Sustainability Reporting Standards*) du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées, qui incluent, lorsque l'entité y est soumise, l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail ;
- la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de durabilité avec les dispositions de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS ; et
- le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

L'exercice de cette mission est réalisé en conformité avec les règles déontologiques, y compris d'indépendance, et les règles de qualité prescrites par le Code de commerce.

Il est également régi par les lignes directrices de la Haute Autorité de l'Audit « Mission de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 ».

Dans les trois parties distinctes du rapport qui suivent, nous présentons, pour chacun des axes de notre mission, la nature des vérifications que nous avons opérées, les conclusions que nous en avons tirées, et, à l'appui de ces conclusions, les éléments qui ont fait l'objet, de notre part, d'une attention particulière et les diligences que nous avons mises en œuvre au titre de ces éléments. Nous attirons votre attention sur le fait que nous n'exprimons pas de conclusion sur ces éléments pris isolément et qu'il convient de considérer que les diligences explicitées s'inscrivent dans le contexte global de la formation des conclusions émises sur chacun des trois axes de notre mission.

Enfin, lorsqu'il nous semble nécessaire d'attirer votre attention sur une ou plusieurs informations en matière de durabilité fournies par ENGIE dans son rapport de gestion, nous formulons un paragraphe d'observation(s).

Limites de notre mission

Notre mission ayant pour objectif d'exprimer une assurance limitée, la nature (choix des techniques de contrôle) des travaux, leur étendue (amplitude), et leur durée, sont moindres que ceux nécessaires à l'obtention d'une assurance raisonnable.

Cette mission ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion d'ENGIE, notamment à porter une appréciation, qui dépasserait la conformité aux prescriptions d'information des ESRS sur la pertinence des choix opérés par ENGIE en termes de plans d'action, de cibles, de politiques, d'analyses de scénarios et de plans de transition.

En outre, s'agissant des informations prospectives, qui présentent par nature un caractère incertain, leurs réalisations futures différeront parfois de manière significative des informations prospectives présentées dans le rapport de gestion.

Notre mission permet cependant d'exprimer des conclusions concernant le processus de détermination des informations en matière de durabilité publiées, les informations elles-mêmes, et les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, quant à l'absence d'identification ou, au contraire, l'identification, d'erreurs, omissions ou incohérences d'une importance telle qu'elles seraient susceptibles d'influencer les décisions que pourraient prendre les lecteurs des informations objet de nos vérifications.

Les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenus pour leur établissement et présentés dans le rapport de gestion.

Conformité aux exigences découlant des normes ESRS du processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer les informations publiées, qui incluent l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que :

- le processus défini et mis en œuvre par ENGIE, incluant l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L. 2312-17 du Code du travail, lui a permis, conformément aux ESRS, d'identifier et d'évaluer ses impacts, risques et opportunités liés aux enjeux de durabilité, et d'identifier ceux de ces impacts, risques et opportunités matériels qui ont conduit à la publication des informations en matière de durabilité dans l'Etat de durabilité ; et
- les informations fournies sur ce processus sont également conformes aux ESRS.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité du processus mis en œuvre par ENGIE avec les ESRS.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Les informations relatives à l'absence de modification au titre de l'exercice 2025 de l'analyse de double matérialité figurent à la section 3.1.1.1 « Note méthodologique » de l'Etat de durabilité.

Sur la base de notre jugement professionnel, nos diligences ont notamment consisté à exercer notre esprit critique sur la conclusion de l'entité relative à l'absence d'événement majeur dont l'impact sur la structure du groupe ENGIE ou son modèle d'affaires aurait été de nature à modifier les résultats de l'analyse de double matérialité et les exigences de publications qui en découlent.

Conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de durabilité avec les dispositions de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que, conformément aux prescriptions légales et réglementaires, y compris aux ESRS :

- les renseignements fournis permettent de comprendre les modalités de préparation et de gouvernance des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de durabilité, y compris les modalités de détermination des informations relatives à la chaîne de valeur et les exemptions de divulgation retenues ;
- la présentation de ces informations en garantit la lisibilité et la compréhensibilité ;
- le périmètre retenu par ENGIE relativement à ces informations est approprié ; et
- sur la base d'une sélection, fondée sur notre analyse des risques de non-conformité des informations fournies et des attentes de leurs utilisateurs, ces informations ne présentent pas d'erreurs, omissions, incohérences importantes, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans l'Etat de durabilité, avec les dispositions de l'article L. 233-28-4 du Code de commerce, y compris avec les ESRS.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Informations fournies en application des normes environnementales (ESRS E1)

Les informations publiées au titre du changement climatique sont mentionnées dans la section 3.1.2.1 « Changement climatique [ESRS E1] » de l'Etat de durabilité.

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité de ces informations aux ESRS.

Nos diligences ont notamment consisté à apprécier :

- sur la base des entretiens menés avec les personnes concernées, en particulier, la Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (ESG), si la description des politiques, actions et cibles mises en place par ENGIE couvre les domaines suivants : atténuation du changement climatique et adaptation au changement climatique ;
- le caractère approprié de l'information présentée dans la section 3.1.2.1 « Changement climatique [ESRS E1] » de l'Etat de durabilité et sa cohérence d'ensemble avec notre connaissance du groupe.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du bilan d'émissions de gaz à effet de serre :

- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec le périmètre des états financiers consolidés, ainsi que l'approche retenue pour déterminer si ENGIE a le contrôle opérationnel d'entités non consolidées ;
- nous avons pris connaissance des méthodologies de calcul, et apprécié :
  - les principaux jugements et hypothèses appliqués ;
  - les sources utilisées pour les facteurs d'émissions ;
  - la justification des inclusions et des exclusions des différentes catégories et la transparence des informations données à ce titre, comme indiqué dans le paragraphe « Eléments méthodologiques appliqués pour le calcul des émissions totales de GES du Groupe » de la section 3.1.2.1.6 « Indicateurs climatiques [E1-5, E1-6] » et dans le paragraphe « Utilisation d'estimations et du jugement [BP-2 11] » de la section « 3.1.1.1.2 Publication d'informations relatives à des circonstances particulières [BP-2] » de l'Etat de durabilité ;
- nous avons apprécié les modalités d'application de ces méthodologies de calcul sur une sélection de catégories d'émissions et de sites.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du plan de transition dans les sections 3.1.2.1.3 « Plan de transition [E1-1] » et 3.1.2.1.4 « Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique [E1-3, E1-4, E1-7, E1-8] » de l'Etat de durabilité, nos travaux ont principalement consisté à apprécier :

- si les informations publiées au titre du plan de transition répondent à l'exigence de publication E1-1 figurant dans la norme ESRS E1 ;
- si les hypothèses structurantes sous-tendant ce plan sont décrites de manière transparente, étant précisé que nous n'avons pas à nous prononcer sur le caractère approprié ou le niveau d'ambition des objectifs de ce plan de transition. Ces hypothèses concernent notamment la définition et le retraitement de l'année de référence 2017 et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre résultant des différents leviers de décarbonation entre 2017 et 2025.

Respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier le processus mis en œuvre par ENGIE pour déterminer le caractère éligible et aligné des activités des entités comprises dans la consolidation.

Ils ont également consisté à vérifier les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, ce qui implique la vérification :

- de la conformité aux règles de présentation de ces informations qui en garantissent la lisibilité et la compréhensibilité ;
- sur la base d'une sélection, de l'absence d'erreurs, omissions, incohérences importantes dans les informations fournies, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant le respect des exigences de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous avons déterminé qu'il n'y avait pas de tels éléments à communiquer dans notre rapport.

Paris-La Défense, le 6 mars 2026

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Guillaume Rouger	Sarah Kokot

3.1.7 Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes de ENGIE sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2025

A la Directrice Générale,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société ENGIE (ci-après l'« Entité ») et en réponse à votre demande, nous avons réalisé une mission d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe (ci-après les « Informations ») identifiées par le pictogramme « □□ » dans le rapport de gestion, au regard des règles figurant dans les sections 3.1.1.1 et 3.1.2.1.4 (ci-après le « Référentiel ») incluses dans le rapport de gestion et présentées dans la section « Etat de durabilité » figurant dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Les Informations, objet de notre rapport, sont les suivantes :

- Informations environnementales :
  - émissions de GES scope 1 (en Mt CO_2 éq) et émissions de GES Scope 2 – Location-based (en Mt CO_2 éq) figurant dans la note « Emissions brutes de GES des scopes 1, 2, 3 et émissions totales de GES [E1-6] » de la section 3.1.2.1.6 de l'Etat de durabilité ;
  - émissions de GES pour la production d'énergie scopes 1 et 3.15 (en Mt CO_2 éq) et part des capacités d'énergie renouvelable dans le mix de production d'électricité (@100 % et hors stockage d'énergie) (%) figurant dans la note « Cibles liées à l'atténuation du changement climatique [E1-4] » de la section 3.1.2.1.4 de l'Etat de durabilité.
- Informations sociales :
  - effectif salarié du groupe figurant dans le paragraphe « Empreinte géographique de l'effectif salarié du Groupe » de la note 3.1.3.2.2 de l'Etat de durabilité ;
  - effectif salarié du groupe disposant d'un contrat à durée indéterminée et d'un contrat à durée déterminée figurant dans le paragraphe « Effectif salarié du Groupe par nature de contrat » de la note précitée ;
  - nombre de salariés de genre féminin figurant dans le paragraphe « Effectif salarié du Groupe par genre » de la note précitée ;
  - nombre de cadres, nombre de techniciens supérieurs agents de maîtrise, nombre d'ouvriers employés et techniciens figurant dans le paragraphe « Effectif salarié du Groupe par catégorie socioprofessionnelle » de la note précitée ;
  - taux de femmes au sein de la population cadres (%) figurant dans la note « Cibles et indicateurs [S1-5, S1-9, S1-17] » de la section 3.1.3.2.4 de l'Etat de durabilité.

Notre mission ne couvre pas les autres informations incluses dans le rapport de gestion et, par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion sur celles-ci.

Opinion sous forme d'assurance raisonnable

A notre avis, les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Référentiel.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées dans le rapport de gestion.

Responsabilité de l'Entité

Il appartient à la direction de l'Entité de :

- sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- préparer des Informations conformément au Référentiel ;
- concevoir, mettre en place et maintenir le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité des commissaires aux comptes

Il nous appartient :

- de planifier et réaliser la mission de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs ;
- d'exprimer une opinion indépendante sur la base des éléments probants que nous avons obtenus ;
- de communiquer notre opinion à la direction de l'Entité.

Comme il nous appartient de formuler une opinion 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 norme internationale ISAE 3000 (révisée) - *Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information* publiée par l'IAASB (*International Auditing and Assurance Standards Board*). Ils ne constituent pas une certification conformément aux lignes directrices de la Haute Autorité de l'Audit (H2A).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 821-28 du Code de commerce, le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes et le Code d'éthique de l'IESBA (*International Code of Ethics for Professional Accountants (including Independence Standards)*).

Par ailleurs, nous appliquons la norme *International Standard on Quality Management 1* qui implique de définir et mettre en place un système de contrôle qualité comprenant des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes professionnelles et des textes légaux et réglementaires applicables.

Nature et étendue des travaux

Une mission d'assurance raisonnable implique la mise en œuvre de procédures en vue d'obtenir des éléments probants 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 notamment :

- 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 ;
- évalué 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 au siège de la société ENGIE afin d'analyser le déploiement et l'application du Référentiel ;
- mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et contrôlé, 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 en fonction de leur activité, de leur contribution aux informations consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque ;
- mené des entretiens pour apprécier l'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.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Paris-La Défense, le 6 mars 2026

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		**ERNST & YOUNG et Autres**	
Nadia Laadouli	Laurence Dubois	Sarah Kokot	Guillaume Rouger

3.2 PLAN DE VIGILANCE

Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et entreprises donneuses d'ordre, cette section présente le plan de vigilance du Groupe. Des informations complémentaires et les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe dans les pages dédiées au devoir de vigilance à l'adresse suivante : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance. Lorsque pertinent, des renvois sont faits vers certaines sections de l'état de durabilité (Section 3.1).

Ce plan, qui fait l'objet d'échanges réguliers avec les fédérations syndicales internationales au sein d'ENGIE dans le cadre d'un Accord mondial signé en 2022, regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE pour prévenir les risques liés à ses activités et à celles de ses sociétés contrôlées, ainsi qu'aux activités de ses sous-traitants ou fournisseurs avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie. Le périmètre du plan couvre les potentielles atteintes graves envers les droits humains, les libertés fondamentales, la santé, la sécurité des personnes et envers l'environnement. Le Groupe adhère aux standards internationaux, socle minimal que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de politiques couvrant l'ensemble des enjeux. Chacune de ces politiques prévoit des procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place. Pleinement adossé à l'organisation éthique, le plan de vigilance bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés (voir Section 3.2.7.1 Un pilotage et un suivi au plus haut niveau de l'entreprise).



3.2.1 La démarche de vigilance droits humains

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* d'ENGIE, rattachée à la Direction Juridique et Éthique, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, pilote le volet droits humains du plan de vigilance. Elle s'appuie sur la filière juridique et éthique et sur les autres directions concernées par les aspects droits humains telle que la Direction des ressources humaines.

3.2.1.1 Cartographie des risques bruts

a) Identification des domaines généraux

Compte-tenu des activités du Groupe, les domaines dans lesquels le Groupe peut a priori avoir des impacts négatifs en matière de droits humains sont les suivants :

Droits fondamentaux des travailleurs	Droits des communautés locales	Chaîne d'approvisionnement/ sous-traitance/partenaires
• Conditions de travail • Égalité de traitement et égalité des chances pour tous • Autres droits liés au travail	• Droits économiques, sociaux et culturels des communautés • Droits civils et politiques des communautés • Droits des peuples autochtones	• Pratiques des fournisseurs/sous-traitants/ partenaires • Traçabilité des produits et services • Conditions de travail des travailleurs dans les pays à faible réglementation

Conditions de sécurité des personnes et des sites

b) Analyse et hiérarchisation par la gravité

En application de la Politique de vigilance - droits humains, les entités doivent évaluer annuellement leurs activités (via le processus ERM) au regard de leurs impacts sur les droits humains en suivant la méthodologie Groupe via une grille d'autodiagnostic dédiée (voir Section 3.1.4.1.2 L'évaluation des risques éthiques).

Les entités évaluent la **probabilité** de survenance de conséquences négatives (de très peu probable à probable) et la **sévérité** de l'impact s'il se produit (nombre de personnes touchées, intensité des atteintes potentielles et irrémédiabilité des effets). L'évaluation de la sévérité prend en compte la vulnérabilité des personnes potentiellement impactées.

Les entités évaluent les risques bruts selon les facteurs de risque suivants : le "contexte droits humains" du pays, le recours à la sous-traitance, les caractéristiques liées aux travailleurs, la présence de communautés locales et les impacts potentiels sur ces communautés, l'éventuel recours à des forces de sécurité armées, ou encore les produits/services utilisés. Les évaluations des tiers (fournisseurs, sous-traitants, partenaires, donneurs d'ordre, etc.), incluant explicitement les droits humains (voir Section 3.2.5), ainsi que le mécanisme d'alerte (voir Section 3.2.6), permettent également d'identifier les risques.

c) Les risques bruts prioritaires droits humains

Les résultats de l'exercice d'analyse des risques droits humains en 2025 sont présentés ci-dessous, de manière consolidée à l'échelle du Groupe.

Risques prioritaires	Impacts	Facteurs de risque
Conditions de travail des employés et sous-traitants	Atteintes à la santé, à la sécurité et à la sûreté des travailleurs	Activités à risque pour la santé et la sécurité des travailleurs
Droits fondamentaux au travail	Atteintes aux droits fondamentaux des travailleurs	Vulnérabilité de certains travailleurs Présence dans des pays à risque Recours à la sous-traitance dans des conditions non maitrisées
Droits des communautés locales	Impacts sur les conditions de vie des communautés locales Santé, sécurité et sûreté des communautés locales Impacts sur les droits fonciers des communautés locales	Mauvaise gestion des incidents industriels Activités de réseaux et énergies renouvelables Présence dans des pays à risque Populations autochtones
Droits humains dans les chaînes d'approvisionnement en énergie	Violations des droits humains Dégradations environnementales	Produits à risque Pays d'activité des fournisseurs
Droits humains dans les chaînes d'approvisionnement hors énergie	Travail forcé, conditions de travail	Produits ou services à risque Pays d'activité des fournisseurs

3.2.1.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires droits humains

a) Les procédures d'évaluation régulière de la situation du Groupe et des filiales

Les pratiques du Groupe et des filiales sont en particulier évaluées dans le cadre :

- du processus ERM annuel d'identification des risques de violation des droits humains et d'évaluations des pratiques décrit ci-dessus (Section "Analyse et hiérarchisation par la gravité") ;
- de l'identification des risques de violation des droits humains liés aux nouveaux projets et aux nouvelles activités. Les nouveaux projets et les nouvelles relations commerciales, lors du développement d'une nouvelle activité ou de l'installation dans un nouveau pays, doivent ainsi faire l'objet d'une analyse préalable quant aux risques en matière de droits humains via une grille dédiée visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée.

b) Mesures globales de prévention et d'atténuation des risques prioritaires droits humains

Gouvernance

Voir Section 3.1.4.1 Éthique et conduite des affaires.

Politique de vigilance - droits humains

La Politique de vigilance - droits humains du Groupe, en place depuis 2014 et mise à jour régulièrement, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques. Cette politique est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains.

En application de cette politique, pour chaque risque identifié, les entités du Groupe définissent et mettent en œuvre des plans d'action spécifiques permettant de gérer ces risques au niveau opérationnel.

L'application de la Politique de vigilance - droits humains et des autres politiques du Groupe traitant les aspects droits humains relevant de leur périmètre (voir Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains), permet la gestion des risques pour les enjeux droits humains du Groupe.

D'autres informations détaillées sur la Politique de vigilance – droits humains sont accessibles dans la Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains.

Accord mondial

L'Accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE (voir Section 3.1.3 Informations sociales et Section 3.2.7.3 L'association avec les parties prenantes) participe également à la gestion des risques. Il permet le déploiement de standards élevés en termes de relations de travail et de droits sociaux à travers un dialogue social régulier, ouvert et constructif. ENGIE, les fédérations internationales, les organisations syndicales françaises et les représentants des organisations syndicales représentant ENGIE au niveau international, réunis au sein d'un groupe spécial de négociation, ont conclu cet Accord en janvier 2022. Il est disponible à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

Outils de sensibilisation

Une formation sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019. Ouverte à tous, elle cible, plus particulièrement, des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. Un module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé depuis plusieurs années.

En 2023 le Groupe s'est doté d'un nouveau Code de conduite éthique. Ce document, qui remplace la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique d'ENGIE, précise les engagements éthiques d'ENGIE. Parmi ces engagements figure le respect des droits humains. Le Code de conduite éthique, disponible en 15 langues, est publié sur les pages internet du Groupe à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/code-conduite-ethique.

c) *Mesures spécifiques de prévention et d'atténuation par risque brut prioritaire droits humains*

La majorité des activités du Groupe a lieu dans des pays à faible risque (selon l'indice Maplecroft). Pour les entités opérant dans des pays à risque, les risques identifiés sont maîtrisés.

Risque prioritaire	Mesures spécifiques
Conditions de travail des employés et sous-traitants **Droits fondamentaux au travail**	**Cadre général et engagements** • Intégration des principes de respect des droits humains dans le Code de conduite éthique du Groupe • Mise en œuvre de la Politique de vigilance - droits humains alignée sur les standards internationaux (OIT, ONU) • Accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE incluant notamment un volet qualité de vie au travail, santé-sécurité, prévention des risques psychosociaux • Application de l'Accord européen sur la santé-sécurité et sur la qualité de vie au travail et de l'Accord social européen • Mise en œuvre des accords spécifiques sur l'égalité professionnelle femmes-hommes • L'engagement d'ENGIE pour l'inclusion des personnes en situation de handicap au travers de ses politiques et accords d'entreprise • La prévention des risques liés à l'esclavage moderne : le Groupe partage les objectifs de la loi britannique sur l'esclavage moderne et prend des mesures pour s'assurer de l'absence de pratiques d'esclavage moderne dans ses opérations et sa chaîne d'approvisionnement (incluant : l'esclavage, le travail forcé et la traite des êtres humains). La déclaration d'ENGIE relative à l'esclavage moderne est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains **Politiques RH** • Politique de rémunération *One ENGIE* Voir Section 3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social (incluant dialogue social, respect des droits des salariés, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié). • Politique en matière de Diversité, Équité et Inclusion (DEI) Voir Section 3.1.3.2.4 Équité, diversité et inclusion. La prévention et la lutte contre le harcèlement et toute forme de discrimination s'applique au sein du Groupe et au profit des employés des sous-traitants. Le Groupe a déployé des guides réaffirmant le principe de tolérance zéro dans le monde entier : • un guide contre toute forme de discrimination à l'encontre des personnes LGBTQ+, en 2021 ; • un guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes, en 2022 ; • un guide pour comprendre et soutenir les différentes identités de genre, en 2023 ; • un guide pour prévenir et lutter contre le racisme, en 2025. Des informations complémentaires sont disponibles dans la Section 3.1.3 Informations sociales. Veuillez consulter la Section 3.1.3.2 Personnel de l'entreprise pour obtenir des informations complémentaires sur les autres politiques relatives aux ressources humaines. **Politique santé-sécurité** Voir Sections 3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaireset 3.2.2 La démarche de vigilance santé-sécurité pour de plus amples informations. **Politique sûreté** • Cette Politique vise à assurer la protection des personnes, des sites et des informations contre les actes malveillants. Voir Section 3.1.4.3.2 La sûreté des personnes, des sites et des informations. **Mesures de vigilance spécifiques pour la sous-traitance** • Concernant la santé-sécurité des sous-traitants, voir le risque prioritaire "accident grave de sous-traitant" dans la Section 3.2.2 La démarche de vigilance santé-sécurité. • Insertion de clauses éthiques dans les contrats de sous-traitance. **Audits** • Audits des pratiques sociales sur les sites à risque lorsque nécessaires tels que par exemple les audits sociaux chez les prestataires de centres de relations clients d'ENGIE implantés à l'étranger permettant d'identifier les non-conformités à la réglementation locale, aux exigences du Groupe et d'ouvrir un dialogue avec les prestataires sur la mise en œuvre de la législation sociale et des normes de travail international et de mieux comprendre les enjeux et défis rencontrés au niveau local sur le volet des conditions de travail.

Risque prioritaire	Mesures spécifiques
	Dialogue social et mécanismes de recours • Promotion du dialogue avec les représentants des travailleurs à tous les niveaux et engagement du Groupe avec mise à disposition de moyens pour garantir un dialogue social responsable et loyal • Système d'alerte accessible à tous les employés et sous-traitants • Dispositions contractuelles garantissant la prévention des violations des droits humains • Formation et sensibilisation aux questions HSE et droits humains pour les employés et sous-traitants

Risque prioritaire	Mesures spécifiques
Droits des communautés locales	**Cadre général et engagements** Le Groupe porte une attention particulière aux conséquences de ses activités sur les communautés locales. Il prend en compte les situations des personnes vulnérables (comme les populations autochtones). Le Groupe évalue les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation (voir Section 3.1.3.5 Communautés affectées [ESRS S3]). • Mise en œuvre de la Politique de vigilance - droits humains alignée sur les standards internationaux (OIT, ONU) • Dialogue et concertation avec les parties prenantes locales, incluant les mécanismes de réclamation opérationnels pour les populations affectées • Déploiement dans l'ensemble du Groupe des outils internes de la Politique Groupe d'engagement avec les parties prenantes. Ces outils sont construits sur la base des normes internationales en vigueur, telle que l'ISO 26000 ou l'AA1000. L'engagement des communautés affectées doit ainsi être garanti tout au long du cycle de vie des projets. Projet par projet et en fonction des risques identifiés, une stratégie et un plan d'engagement sont définis afin de recueillir les points de vue des communautés affectées. La Politique d'engagement avec les parties prenantes est disponible à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE%20-%20Politique%20Engagement%20Parties%20Prenantes.pdf. • Intégration du devoir de vigilance dans la gouvernance des projets et des processus décisionnels **Mesures opérationnelles** • Établissement de plans sociétaux prévoyant les actions à mener dans le cadre d'une concertation avec les parties prenantes • Clauses éthiques dans les contrats avec les prestataires et fournisseurs, permettant la rupture en cas de violation des droits humains • Audits et due diligence renforcés pour certains fournisseurs situés dans des zones à risque • Exigence de certifications pour certaines sources d'énergie (biomasse et autres sources d'énergie en fonction du risque identifié) **Mécanismes de recours** • Mécanismes de réclamation et dispositif d'alerte éthique. La Section 3.1.3.5 Communautés affectées détaille toutes les informations relatives aux risques d'atteinte aux droits des communautés locales.

Risque prioritaire	Mesures spécifiques
Droits humains dans les chaînes d'approvisionnement en énergie et hors énergie	Risque lié aux achats, voir la Section 3.2.4 La démarche de vigilance achats.

3.2.1.3 Dispositifs de suivi, mesure de la performance et compte rendu de mise en œuvre effective

Le rapport de conformité éthique annuel (indicateurs quantitatifs et qualitatifs) et le système de contrôle interne intègrent le suivi de l'application des processus décrits par la Politique de vigilance – droits humains (voir Section 3.1.4.1.7 Contrôles et certifications).

Dispositifs globaux de suivi et de mesure de la performance de la démarche

Processus	Indicateurs	Résultats 2025
Rapport de conformité éthique annuel	Pourcentage d'entités couvertes par l'évaluation annuelle des risques droits humains	90,3%
	Pourcentage de partenaires vérifiés par le biais d'une *due diligence* (avec risque droits humains) dans le cadre des comités d'investissement du Groupe	100%
Point de contrôle interne dédié (voir Section 2.3)	Pourcentage des entités ayant évalué le déploiement de la Politique de vigilance - droits humains et le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1)	88%
	Pourcentage des activités avec un plan d'engagement avec les parties prenantes	85%
Suivi des formations éthiques et droits humains	Pourcentage de collaborateurs formés à l'éthique	93,45%
	Nombre de collaborateurs formés par le Groupe (2) aux droits humains	3 627 parmi lesquels environ 60% de fonctions opérationnelles, dont plus de la moitié d'entre eux provient d'entités à risque
	Nombre de collaborateurs formés via le module *e-learning* du Groupe (3)	19 231

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne.
(2) D'autres sessions de formation sont également organisées par les entités sur les enjeux droits humains.
(3) D'autres sessions de formation sont également organisées par les entités sur les enjeux droits humains.

Chaque risque prioritaire est suivi spécifiquement, comme indiqué dans le tableau ci-dessous. Certains sont également suivis dans le cadre de l'Accord mondial 2022 sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale.

Suivi et mesure de la performance de la démarche par risque prioritaire

Risques	Indicateurs	Résultats 2025
Conditions de travail des employés et sous-traitants **Droits fondamentaux**	**Santé-sécurité**	
	Voir Sections 3.1.3.2.6 Santé et sécurité des salariés et intérimaires et 3.1.3.3 Travailleurs de la chaîne de valeur	
	Taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés, intérimaires et sous-traitants (par million d'heures travaillées)	1,7 pour un objectif de 1,7 maximum (stable par rapport à 2024 : 1,7)
	Nombre de décès dûs à des accidents professionnels parmi les salariés, intérimaires et sous-traitants	1
	Taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants (par million d'heures travaillées) ; objectif de zéro chaque année	0,003 (0,009 en 2024)
	Programme *ENGIE Care* Niveau de protection sociale minimale pour l'ensemble des collaborateurs dans le monde, voir Section 3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social.	
	Congé maternité intégralement payé (14 semaines)	100% de salariés couverts en 2025
	Congé paternité intégralement payé (4 semaines)	100% de salariés couverts en 2025
	Couverture décès (12 mois de salaire brut versés en cas de décès)	100% de salariés couverts en 2025
	Remboursement de 75% des frais en cas d'hospitalisation	100% de salariés couverts en 2025
	Couverture invalidité (12 mois de salaire brut versés en cas d'incapacité totale et permanente)	100% de salariés couverts en 2025
	Mixité : Objectif de 40% à 60% de femmes cadres d'ici 2030 Voir Section 3.1.3.2.4 Équité, diversité et inclusion	
	Pourcentage de femmes cadres	33,1% (32% en 2024)
	Égalité salariale femmes/hommes Voir Section 3.1.3.2.4 Équité, diversité et inclusion	
	Ecart salarial entre les femmes et les hommes	1,57% (1,85% en 2024)
Droits des communautés locales	**Mesure annuelle de la performance sociétale**	
	Niveau de déploiement des plans d'engagement avec les parties prenantes (Objectif de 100% en 2030)	85%
	Comité des parties prenantes	1 (niveau Groupe)
Droits humains dans les chaînes d'approvisionnement en énergie et hors énergie	Risques liés aux achats, voir la Section 3.2.4 La démarche de vigilance achats	

3.2.2 La démarche de vigilance santé-sécurité

3.2.2.1 Cartographie des risques bruts

a) Identification des domaines généraux

Les activités du Groupe peuvent avoir des impacts négatifs en matière de santé-sécurité au travail dans les domaines suivants :

Atteinte à la santé-sécurité des personnes

Accident au travail	Atteinte à la santé	Accident industriel
Risques d'atteinte à la sécurité : • **exemples de risques :** chute de hauteur, accident de la route, travaux à proximité de véhicules ou d'équipements en mouvement, électrisation, électrocution, explosion, exposition à des pressions élevées, effondrement de tranchée, incendie, intoxication aigue, asphyxie, anoxie, blessures liées à l'utilisation d'outils ou de machines, au levage d'équipements, chute d'objet, d'outil ou d'équipement.	**Risques liés au contexte d'exécution des activités :** • **exemples de risques pour la santé :** troubles musculosquelettiques, risques psychosociaux, exposition à des produits cancérogènes, mutagènes ou reprotoxiques.	**Risques liés aux activités industrielles Exemples d'activités :** • 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.

b) Analyse et hiérarchisation par la gravité

ENGIE s'est doté depuis plusieurs années d'une Règle Groupe santé-sécurité qui définit les exigences minimales pour l'identification, l'évaluation et le traitement des risques en matière de santé-sécurité au travail (la règle RG04).

Cette Règle Groupe détaille les cinq étapes clés du processus de management des risques :

- l'identification des dangers et l'évaluation des risques ;
- leur traitement en appliquant la hiérarchie de la prévention ;
- leur enregistrement et leur suivi ;
- leur communication aux managers et opérateurs concernés ;
- leur réévaluation régulière.

Concernant l'évaluation des risques d'accidents graves et mortels, le Groupe utilise également deux indicateurs spécifiques :

- le nombre d'événements à haut potentiel de gravité (HiPo) qui sont des presqu'accidents graves ou mortels, par type de risque (exemples : chute de hauteur, électrocution, écrasement lors de la chute d'un équipement ou d'un objet, risque routier) ;
- le nombre de non-respects des Règles Qui Sauvent (RQS) qui peuvent potentiellement conduire à des accidents graves ou mortels (exemple : RQS sur les travaux en hauteur, les opérations de levage, l'intervention sur des installations électriques).

Concernant l'évaluation des risques psychosociaux, le Groupe administre tous les deux ans une grande enquête auprès de l'ensemble de ses collaborateurs, appelée *ENGIE&Me*. Cette enquête intègre un certain nombre de questions en lien direct avec la qualité de vie au travail des salariés. Les réponses à ces questions permettent à chaque collectif de travail d'évaluer son niveau de maturité en termes de qualité de vie au travail en lien avec les attendus du Groupe.

c) Les risques bruts prioritaires santé-sécurité

Les résultats de l'exercice d'analyse des risques de santé-sécurité au travail en 2025 sont présentés ci-dessous, de manière consolidée à l'échelle du Groupe. Le *reporting* des événements santé-sécurité qui se produisent sur le terrain en lien avec les accidents graves et mortels (HiPo et non-respects des RQS) a amené le Groupe à identifier en 2025 plusieurs risques majeurs pouvant conduire à des accidents graves ou mortels parmi les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe. Ce sont en particulier les risques :

- de chute de hauteur ;
- d'électrocution ;
- d'écrasement lors de la chute d'un équipement ou d'un objet, y compris lors d'une opération de levage d'une charge.

Ces trois risques ont représenté en 2025 près de 70% des événements qui auraient pu conduire à un accident grave ou mortel (événements HiPo et non-respects des Règles Qui Sauvent non HiPo).

Par ailleurs, le Groupe a identifié un risque prioritaire d'accident grave ou mortel touchant ses sous-traitants réalisant des activités techniques, les accidents mortels de sous-traitants représentant en moyenne de l'ordre de trois quarts des accidents mortels que le Groupe a eu à déplorer par le passé.

Enfin le Groupe identifie depuis plusieurs années une thématique prioritaire relative à la prévention des risques psychosociaux.

Dans le tableau ci-dessous sont présentés les principaux risques prioritaires auxquels le Groupe a à faire face en matière de santé-sécurité au travail.

Risques prioritaires	Impacts	Facteurs de risque
Chute de hauteur	Séquelles ou décès	• Risque transverse à de nombreuses activités au sein du Groupe • Conscience insuffisante du risque • Personne travaillant en hauteur et non sécurisée • Chute au travers d'une trémie non protégée • Chute au travers d'une structure fragile type skydome ou faux plafond
Électrocution	Séquelles ou décès	• Risque transverse à de nombreuses activités au sein du Groupe • Absence de consignation électrique • Pas de vérification d'absence de tension • Mauvaise identification des équipements sous tension
Écrasement par chute d'équipement ou d'objet (y compris lors d'une opération de levage)	Séquelles ou décès	• Risque transverse à de nombreuses activités au sein du Groupe. • Personne se positionnant sous une charge en cours de levage ou dans la zone de danger • Manutention non sécurisée d'équipements avec risque de chute sur les personnes • Absence de balisage ou balisage non respecté • Absence de plan de levage ou plan inadapté
Accident grave ou mortel de sous-traitant	Séquelles ou décès	• Risque présent dans la plupart des activités techniques du Groupe qui font appel à la sous-traitance, en particulier sur les projets de construction • Entreprise non qualifiée en santé-sécurité par le Groupe ou sélection inadaptée • Absence d'accueil de sécurité des sous-traitants intégrant la présentation des risques et des mesures de prévention correspondantes • Pour les projets de construction, absence ou intégration inadaptée des sous-traitants avant le début des travaux • Supervision des travaux insuffisante • Absence ou insuffisance concernant les visites de sécurité des sous-traitants et autres rituels managériaux de sécurité du donneur d'ordre
Risques psychosociaux	• Dégradation du bien-être au travail • Atteinte à la santé mentale • Augmentation du risque d'accident	• Charge mentale excessive avec risque de "*burn out*" • Déséquilibre entre la vie professionnelle et la vie privée dû par exemple à une charge de travail excessive, l'effacement entre sphères privée et professionnelle ou "*blurring*", l'hyper-connexion • Prise en compte insuffisante des risques psychosociaux dans les projets de réorganisation d'entités • Toute forme de violence (physique et verbale, interne et externe)

d) Les risques bruts prioritaires d'accident industriel

Parmi l'ensemble des risques d'accident industriel auxquels le Groupe est exposé du fait de ses activités (voir Section 2.2.5.3 Risque d'accident industriel) figurent ceux liés à l'exploitation de réseaux de transport de gaz et ceux liés à l'exploitation de réseaux de distribution de gaz. L'exploitation de ces réseaux peut générer des fuites de gaz conduisant à un incendie ou une explosion. Différents facteurs de risques sont présentés dans le tableau suivant :

Risques prioritaires	Impacts	Facteurs de risque
Incendie ou explosion sur un réseau de transport de gaz	• Séquelles ou décès • Dégradation ou destruction de biens	• Dommages aux ouvrages liés à des agressions externes (chocs lors d'excavations ou de travaux de terrassement) ou à des phénomènes naturels (exemples : glissements de terrain, mouvements de sol) • Dommages liés au vieillissement des installations de transport • Dommages liés aux opérations (exemple : défaillance d'équipements)
Incendie ou explosion sur un réseau de distribution de gaz	• Séquelles ou décès • Dégradation ou destruction de biens	• Dommages aux ouvrages liés à des agressions externes (chocs lors d'excavations ou de travaux de terrassement) ou à des phénomènes naturels (exemples : glissements de terrain, mouvements de sol) • Dommages liés au vieillissement des installations de distribution • Défaillances opérationnelles (exemples : défauts d'appareils (vannes, compteurs), incidents lors d'interventions)

3.2.2.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires santé-sécurité

a) Les procédures d'évaluation régulière de la situation du Groupe et des filiales

Le Groupe a instauré plusieurs dispositifs pour évaluer la maîtrise des risques d'accidents graves et mortels par ses filiales et entités, en complément des mesures mises en place localement.

Chaque entité doit évaluer annuellement son exposition aux risques santé-sécurité et actualiser son registre des risques conformément à la Règle Groupe relative à l'évaluation et à la maîtrise des risques santé-sécurité (RG04).

L'exposition aux risques d'accidents graves et mortels s'évalue également par le *reporting* des HiPo (événement à haut potentiel de gravité) et des non-respects des Règles Qui Sauvent.

ENGIE met en œuvre un processus d'audit sécurité interne pour évaluer la maîtrise des risques d'accidents graves et mortels par les entités et les accompagner. Ce processus vise à auditer les différentes activités du Groupe présentant des risques majeurs en santé-sécurité sur un cycle de cinq ans. Ces audits permettent d'identifier des bonnes pratiques et des axes d'amélioration formalisés en recommandations classées par priorité suivant la gravité en termes de conséquences du constat réalisé.

b) Mesures globales de prévention et d'atténuation des risques prioritaires santé-sécurité

Gouvernance

Différents organes de gouvernance assurent le suivi de la performance santé-sécurité du Groupe :

- le Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe ;
- le Comité Exécutif ;
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ;
- le Conseil d'Administration.

Le Comité de Direction Santé-Sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des GBU, de Tractebel et de la BU Nucléaire se réunit mensuellement. Ce comité définit les indicateurs à suivre ainsi que les objectifs à atteindre, décide des actions à mettre en œuvre et assure sur le plan opérationnel le déploiement du plan de transformation santé-sécurité du Groupe *ENGIE One Safety*.

Par ailleurs, les résultats santé-sécurité du Groupe ainsi que le déploiement du plan de transformation *ENGIE One Safety* sont régulièrement présentés aux instances représentatives du personnel.

Politique et cadre général

La protection de la santé-sécurité des personnes constitue une priorité absolue pour le Groupe. Pour atteindre ses objectifs de prévention, le Groupe a mis en place les dispositions suivantes :

- une Politique Santé-Sécurité qui identifie les enjeux, fixe les ambitions et définit les leviers d'action. Cette politique présente la particularité d'avoir fait l'objet d'un accord avec les représentants du personnel au niveau mondial. Elle est intégrée à l'Accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE publié en 2022. L'Accord intégrant la Politique Santé-Sécurité en annexe est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.
- des Règles Groupe et standards thématiques qui définissent les exigences à respecter par les entités et les opérateurs, qu'ils soient salariés, sous-traitants ou intérimaires ;
- des plans d'actions destinés à maîtriser les risques intégrant des actions de formation des collaborateurs et de sensibilisation des opérateurs ;
- un *reporting* quantitatif sous la forme d'indicateurs et un *reporting* qualitatif permettant la remontée puis l'analyse des incidents et accidents, ainsi que l'identification des événements organisés par les entités ;
- des actions de vérification de la mise en œuvre sur le terrain des attendus du Groupe sous la forme de visites de sécurité, audits et inspections.

Cinq Incontournables de la Sécurité

En complément de ces dispositions générales, le Groupe a défini puis déployé les cinq Incontournables de la Sécurité qui sont les comportements qui doivent être mis en œuvre par les salariés, intérimaires et sous-traitants travaillant pour le Groupe pour lutter contre les accidents graves et mortels. Ce sont :

- le respect des neuf Règles Qui Sauvent ;
- l'identification et le traitement des HiPo (événements à haut potentiel de gravité) et des autres incidents en lien avec la prévention des accidents graves (par exemple le non-respect d'une Règle Qui Sauve) ;
- le "Point d'Arrêt" ("*Stop the work*" en anglais) si les conditions de sécurité ne sont pas réunies ;
- la Minute Qui Sauve (analyse des risques de dernière minute) à réaliser avant de démarrer ou de reprendre toute activité ;
- la Vigilance Partagée, qui consiste à se préoccuper également de la sécurité des personnes qui travaillent dans le même environnement.

Les événements HiPo doivent faire l'objet d'une analyse des causes profondes dans le mois qui suit. La mise en œuvre de cette exigence est suivie au travers d'un indicateur spécifique. Cette analyse des causes permet d'identifier des actions correctives destinées à éviter la récurrence de l'HiPo, actions classées par ordre de priorité.

Plan de transformation *ENGIE One Safety*

Le Groupe a poursuivi en 2025 la mise en œuvre de son plan de transformation *ENGIE One Safety* destiné à éradiquer durablement les accidents graves et mortels notamment au travers des actions suivantes :

- finalisation du nouveau programme de formation-*coaching* destiné à tous les managers du Groupe, *ENGIE One Safety Culture*, qui a pour objectif d'améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, les causeries et les revues de performance ; depuis le lancement du programme, ce sont 10 501 managers qui ont été formés et 6 801 managers qui ont été coachés ;
- évaluation au travers d'une enquête de la culture de transparence du Groupe ("*Speak-up culture*") telle que perçue par les collaborateurs : l'environnement de travail permet-il à chacun de s'exprimer en confiance, partager ses idées et faire part de ses préoccupations et difficultés sans crainte de conséquences négatives ? ;
- la révision de la Règle Groupe sur la culture juste en santé-sécurité (RG14) avec l'objectif d'axer davantage le traitement des écarts aux règles sur l'identification des causes et la mise en œuvre d'actions correctives destinées à éviter leur récurrence.

Outils de sensibilisation

Les processus de communication et de sensibilisation à la santé-sécurité, destinés aux salariés, intérimaires et sous-traitants du Groupe, prennent différentes formes :

- des campagnes de communication et de sensibilisation axées sur la prévention des risques ; deux campagnes ont été déployées en 2025, l'une consacrée à la sécurité routière, l'autre à la prévention des risques psychosociaux ;
- la publication de la *Newsletter "Prevention News"* dédiée à la prévention des accidents en particulier graves et mortels et de la *Newsletter "No Mind At Risk"* axée sur l'amélioration de la qualité de vie au travail et sur la prévention des risques psychosociaux ;
- l'organisation de la Semaine mondiale de la santé-sécurité, afin d'améliorer la culture de prévention ; l'édition 2025 a été consacrée à la promotion de la Vigilance Partagée, l'un des cinq Incontournables de la Sécurité du Groupe ;
- l'organisation au mois d'octobre d'un *Safety Stand Down* destiné à commémorer les victimes d'accidents mortels et à renforcer l'engagement des équipes ; en 2025 un focus spécifique a été réalisé sur l'axe de prévention "*No Mind At Risk" ;*
- des causeries santé-sécurité, moments d'échange au sein des équipes pour aborder des sujets spécifiques aux activités et renforcer l'implication individuelle et collective.

c) Mesures spécifiques de prévention et d'atténuation par risque prioritaire santé-sécurité

Le tableau suivant présente les actions spécifiques de prévention des risques prioritaires relatifs à la santé-sécurité identifiés par le Groupe.

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Chute de hauteur	• Application de la hiérarchisation de la prévention : adapter les activités à réaliser pour supprimer le risque de chute, si non mise en place de protections collectives, si non utilisation d'équipements de protection individuels type harnais-longe • Respect de la Règle Qui Sauve "Accrochez votre harnais quand vous travaillez en hauteur" • Mise en œuvre d'un standard sur le travail en hauteur, d'un standard sur les travaux en hauteur sur mat et pylône, d'un standard sur les activités solaires en toiture, d'instructions techniques en fonction du type de travail en hauteur • Formation à l'utilisation des équipements de sécurité du type harnais-longe • Réalisation par le management de Vérifications Qui Sauvent (VQS = inspection) dédiées aux travaux en hauteur • *Reporting* puis analyse des HiPos (presqu'accidents mortels) et des non-respects de la RQS sur les travaux en hauteur de façon à mettre en place des actions correctives permettant d'éviter leur récurrence
Électrocution	• Formation et habilitation électrique en fonction du type d'intervention • Respect de la Règle Qui Sauve "Vérifiez l'absence d'énergie avant de commencer les travaux" • Mise en œuvre d'instructions techniques thématiques (exemples : consignation de l'installation, vérification d'absence de tension, mise à la terre, travaux en faux plafond) • Mise en œuvre d'un système de permis de travail suivant le type d'installation sur laquelle est réalisée l'intervention • Réalisation par le management de Vérifications Qui Sauvent (VQS = inspection) dédiées aux interventions sur les installations électriques • *Reporting* puis analyse des HiPos (presqu'accidents mortels) liés au risque électrique, et des non-respects de la RQS sur la vérification d'absence de tension de façon à mettre en place des actions correctives permettant d'éviter leur récurrence
Écrasement par chute d'équipement ou d'objet (y compris lors d'une opération de levage)	• Respect de la Règle Qui Sauve "Ne passez pas ou ne restez pas sous une charge" • Mise en œuvre du guide technique sur les opérations de levage • Réalisation par le management de Vérifications Qui Sauvent (VQS = inspection) dédiées aux opérations de levage • *Reporting* puis analyse des HiPos (presqu'accidents mortels) sur les opérations de levage et sur les chutes d'équipements/d'objets et des non-respects de la RQS sur les opérations de levage de façon à mettre en place des actions correctives permettant d'éviter leur récurrence

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Accident grave ou mortel de sous-traitant	• Mise en œuvre de la Règle Groupe sur le management de la santé-sécurité des sous-traitants (RG02) intégrant la qualification, la sélection, la contractualisation, l'intégration et le début des travaux, la coordination et la supervision, et l'évaluation finale de la performance santé-sécurité • Intégration dans les contrats des exigences du Groupe en matière de prévention des accidents graves et mortels en fonction du type de sous-traitant • Rituels managériaux de sécurité réalisés conjointement avec le management du sous-traitant de façon à évaluer le niveau de maitrise des risques et les éventuelles actions correctives à mettre en place • Site internet *ENGIE One Safety* décrivant les principaux attendus du Groupe pour prévenir les accidents graves et mortels et permettant aux sous-traitants du Groupe de réaliser l'accueil sécurité en ligne "*ENGIE One Safety Induction*" sur les Incontournables de la Sécurité. Site internet accessible via le lien suivant : https://onesafety.engie.com/fr/home-fr/
Risques psychosociaux	• Démarche "neuf engagements pour une meilleure Qualité de Vie au Travail" qui couvrent tous les domaines de la QVT et que chaque collaborateur du Groupe est invité à adopter • Questionnaire de contrôle interne sur la maîtrise des risques psychosociaux (INCOME/COR8c) permettant aux entités de s'auto-évaluer et d'identifier des actions correctives • Déploiement d'un nouveau module de sensibilisation sous forme d'un *E-learning* à réaliser de façon obligatoire par l'ensemble des collaborateurs du Groupe • Définition en 2025 au niveau Groupe d'un nouveau plan de renforcement de la prévention des risques psychosociaux • Actions de prévention mises en œuvre localement dans les entités, pour répondre au mieux aux aspects culturels et géographiques

d) Mesures spécifiques de prévention et d'atténuation par risque prioritaire d'accident industriel

Le tableau suivant présente de façon non exhaustive quelques actions majeures de prévention des incendies et explosions sur les réseaux de transport et de distribution de gaz. D'autres actions sont mises en œuvre par les entités qui exploitent les réseaux en fonction de l'environnement local et des caractéristiques des réseaux.

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Incendie ou explosion sur un réseau de transport de gaz	• Plan de prévention des dommages aux ouvrages • Plan de gestion de l'intégrité des canalisations (incluant inspections par racleurs instrumentés et contrôle de la protection cathodique) • Renouvellement et réhabilitation des ouvrages : modernisation des infrastructures, remplacement des sections vieillissantes ou dégradées • Surveillance continue des réseaux via des centres de supervision • Plans de gestion d'urgences développés avec les services de secours incluant des exercices réguliers • Plan de formation et développement des compétences du personnel • Campagnes d'audits et contrôles internes
Incendie ou explosion sur un réseau de distribution de gaz	• Plan de prévention des dommages aux ouvrages • Plan de gestion de l'intégrité des réseaux de distribution (recherche systématique de fuite, inspections ciblées, contrôle de la protection cathodique, gestion des fuites) • Renouvellement et réhabilitation des réseaux de distribution : remplacement des conduites vieillissantes, modernisation des branchements et équipements • Plans de gestion d'urgences développés avec les services de secours incluant des exercices réguliers • Plan de formation et développement des compétences • Campagnes d'audits et contrôles internes

3.2.2.3 Dispositifs de suivi, mesure de la performance et compte rendu de mise en œuvre effective

Les résultats du Groupe en 2025 concernant les accidents mortels sont :

- nombre de décès dûs à des accidents professionnels parmi les salariés, les intérimaires et les sous-traitants du Groupe de 1 [(1)] (3 en 2024), pour un objectif de zéro ;
- taux de mortalité des salariés, intérimaires et sous-traitants de 0,003 (contre 0,009 en 2024) pour un objectif de zéro. Ce taux est calculé de la façon suivante, en intégrant les données relatives aux salariés, intérimaires et sous-traitants :

Taux de mortalité = (Nombre de décès liés au travail) $x10^6$ / Nombre d'heures travaillées

Le Groupe suit plusieurs indicateurs relatifs à la prévention des accidents graves et mortels :

- le taux d'analyse des causes profondes des accidents graves et mortels réalisées dans les délais (1 mois) ;
- le taux d'analyse des causes profondes des HiPo réalisées dans les délais (1 mois) ;
- le taux de mise en œuvre dans les délais des actions correctives de priorité 1 pour chaque accident grave ou mortel (1 mois) ;
- le taux de mise en œuvre dans les délais des actions correctives de priorité 1 pour chaque HiPo (1 mois) ;
- le taux de mise en œuvre dans les délais des actions correctives de priorité 1 définies suite aux audits sur les risques majeurs (3 mois).

Ces indicateurs ont pour objectifs de s'assurer que les accidents graves et mortels, et les événements potentiellement graves (HiPo) sont bien analysés et que des actions correctives sont bien identifiées et mises en œuvre pour éviter la récurrence de tels événements.

Dispositifs globaux de suivi et de mesure de la performance de la démarche

Processus	Indicateurs	Objectif 2025	Résultat 2025
Analyse des causes profondes des accidents graves et mortels	Taux de réalisation dans les délais de l'analyse des causes	100%	95%
Analyse des causes profondes des HiPo (événement à haut potentiel de gravité)	Taux de réalisation dans les délais de l'analyse des causes	80%	86%
Mise en œuvre des actions correctives de priorité 1 suite à accident grave ou mortel	Taux de mise en œuvre des actions correctives de priorité 1 dans les délais	100%	36%
Mise en œuvre des actions correctives de priorité 1 suite à HiPo	Taux de mise en œuvre des actions correctives de priorité 1 dans les délais	100%	62%
Mise en œuvre des actions correctives de priorité 1 suite à audit sur les risques majeurs	Taux de mise en œuvre des actions correctives de priorité 1 dans les délais	100%	100%

Enfin, ENGIE met en œuvre un processus d'audit interne sur les risques majeurs destiné à évaluer au sein des entités et sur le terrain le niveau de maitrise effectif des risques d'accidents graves et mortels.

Au cours de l'exercice 2025, ENGIE a mené 31 audits sur les risques majeurs santé-sécurité qui ont permis d'aider les entités opérationnelles à améliorer et compléter les dispositions en place.

(1) Une personne a perdu la vie en 2025 alors qu'elle travaillait pour un sous-traitant du Groupe. A noter : un salarié est décédé sur son lieu de travail sans qu'un lien direct avec ses activités professionnelles n'ait pu être formellement établi. D'un point de vue juridique, le dossier est toujours en cours d'instruction à la date de publication du présent document.

3.2.3 La démarche de vigilance environnementale

3.2.3.1 Cartographie des risques bruts

a) Identification des enjeux généraux

Les principaux enjeux environnementaux du Groupe sont :

Les enjeux environnementaux pour ENGIE
Atténuation du changement climatique (GES) et transition énergétique
Pollution de l'air, des sols et de l'eau
Préservation des ressources en eau douce
Dégradation des écosystèmes et perte de biodiversité
Gestion des ressources : réduction des déchets et économie circulaire

b) Analyse et hiérarchisation par la gravité

Les risques d'impacts négatifs liés aux enjeux environnementaux sont intégrés dans la politique globale de gestion annuelle des risques du Groupe (ERM), qui fournit un cadre spécifique de gouvernance et de contrôle des risques (voir Section 2.1 Processus de gestion des risques). L'évaluation des risques bruts se base sur l'activité, le pays, la localisation précise des sites et sur des données internationales et des scénarios climatiques établis en partenariat avec les experts de l'Institut Pierre-Simon Laplace.

Les facteurs de risque permettent d'évaluer le risque brut par rapport aux activités du Groupe. La présence d'un ou plusieurs facteurs de risques conduit à évaluer la probabilité de survenance de l'impact négatif et sa gravité en termes de nombre de personnes touchées et d'irréparabilité des effets. Une échelle allant respectivement de très peu probable à probable est utilisée pour évaluer la probabilité et de faible impact à impact catastrophique pour évaluer la gravité.

L'analyse du risque climatique porte sur sa double dimension atténuation (trimestriellement) et adaptation (annuellement). La revue des autres risques environnementaux s'effectue chaque année pour le périmètre existant et pour tout projet nécessitant a minima une validation au niveau des comités exécutifs de GBU. Le traitement de ces risques environnementaux intervient au niveau global et local pour identifier les projets et les sites à risque et établir des plans d'action.

En matière de pollution, les risques associés aux activités du Groupe sont principalement liés aux émissions de polluants atmosphériques (NOx, SOx, Particules). Dans une moindre mesure, les activités peuvent également présenter des risques de pollution de l'eau (rejet des centrales thermiques, terminaux méthaniers ou usines de dessalement) ou, en cas de déversement accidentel, de pollution des sols.

En matière d'eau douce, le principal risque associé est le risque de manque d'eau dans les zones de stress hydrique ou lors des épisodes de sécheresse. En effet, de nombreux processus du Groupe ont besoin d'eau pour fonctionner (centrales thermiques, hydroélectricité, réseau de chaleur et de froid, terminaux méthaniers, etc.). Ce risque est suivi au travers d'une analyse annuelle des sites situés en zone de stress hydrique, ou d'une analyse *ad'hoc* pour les projets en développement, et lors du déploiement des plans d'action environnementaux.

En matière de biodiversité, une analyse annuelle ou *ad'hoc*, de la proximité des sites aux zones sensibles pour la biodiversité (catégories UICN I à VI, zones Ramsar, sites UNESCO naturels et mixtes, zones MAB (*Man and the Biosphere*), *Key Biodiversity Areas* et Natura 2000) est réalisée. Cette analyse intègre également les enjeux au regard des espèces menacées et de l'intégrité écologique des écosystèmes.

En matière d'économie circulaire, le principal risque est lié aux déchets générés par les activités, en particulier en phase de démantèlement. Ces déchets sont suivis localement et les quantités reportées annuellement.

c) Les risques bruts prioritaires environnementaux

Les risques bruts prioritaires correspondent aux impacts négatifs matériels identifiés lors de l'analyse de double matérialité réalisée par le Groupe en 2023-2024 (voir Section 3.1.1.4 Processus de double matérialité). Les résultats confirment que les risques d'impacts négatifs matériels liés aux activités du Groupe concernent l'atténuation du changement climatique, la pollution, l'eau douce, la biodiversité et les écosystèmes, et l'utilisation des ressources et la gestion des déchets issus du démantèlement.

Risques prioritaires	Impacts négatifs matériels	Facteurs de risque
Atténuation du changement climatique	Changement climatique dû aux émissions de GES générées par la combustion de combustibles fossiles pour la génération et la vente d'énergie (principalement l'électricité et le gaz)	Modification des réglementations Retard dans la réalisation de la trajectoire de décarbonation du Groupe
Pollution industrielle	Pollution des sols et de l'eau du fait des opérations directes avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes	Mauvaise connaissance des réglementations en matière de pollution industrielle Mauvaise connaissance de l'impact des pollutions industrielles sur la santé des communautés locales Mauvaise gestion des problèmes de pollution Insuffisance dans le suivi de l'évolution des connaissances en matière de polluants et micropolluants (mesures et impacts)
	Pollution des sols et de l'eau, y compris les zones d'extraction de matières premières, avec un impact sur la santé humaine ou les écosystèmes du fait de la chaîne de valeur	
	Pollution atmosphérique causée par les émissions de fumée provenant de la combustion thermique (NOx, SOx, PM et autres), qui peut avoir des répercussions sur la santé humaine et les écosystèmes	
Eau douce	Utilisation importante d'eau douce pour assurer le refroidissement des centrales thermiques et nucléaires et le fonctionnement des terminaux méthaniers	Restriction d'usage de l'eau (pénuries, température des rivières) Conflits d'usage de l'eau Mauvaise connaissance des nouvelles exigences réglementaires
	Consommation importante d'eau douce pour l'extraction de matières premières dans la chaîne de valeur, y compris les carburants	
Biodiversité et écosystèmes	Impact des chantiers de construction sur les habitats, la flore et la faune	Mauvaise connaissance des réglementations environnementales relatives à la biodiversité
	Perturbation des milieux terrestres et aquatiques / artificialisation des sols, liée à l'exploitation des sites industriels (y compris les parcs éoliens offshore, etc.)	
	Destruction de la biodiversité sur les sites d'extraction et de transformation des matières premières sur l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe	
Utilisation des ressources et économie circulaire	Pressions sur les ressources, conflits d'usages et enjeux géopolitiques	Mise en concurrence avec l'agriculture et l'industrie du bois pour la production de biométhane

3.2.3.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires environnementaux

a) Mesures globales de prévention et d'atténuation des risques prioritaires environnementaux

Les mesures globales de prévention et d'atténuation des risques prioritaires environnementaux s'appuient sur la mise en œuvre d'une gouvernance dédiée, de politiques Groupe, de processus, d'outils et démarches de sensibilisation, d'espaces de dialogue avec les parties prenantes, de suivi des dispositifs et de la performance à travers des indicateurs et objectifs.

Gouvernance

La Direction Environnementale, Sociale et de Gouvernance (DESG), rattachée au Directeur Général Adjoint en charge de la Finance, des Achats et de l'ESG, pilote les enjeux Climat, Nature et Sociétal à l'échelle du Groupe. Elle anime et coordonne une filière de *Sustainability Officers* couvrant les enjeux environnementaux et sociétaux. L'organisation ESG se décline au niveau GBU, pays et entité locale. Les *Sustainability Officers* sont responsables de la bonne mise en œuvre des politiques, du respect des objectifs et de la mesure de la performance dans leur périmètre respectif.

Les Sections 3.1.2.1.2 Gouvernance et politiques et 3.1.2.2.1 Gouvernance des enjeux détaillent respectivement la gouvernance sur les enjeux climatiques et celle sur les enjeux relatifs à la nature.

Politiques ESG

Les Politiques ESG du Groupe orientent la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale (voir Section 3.1). Elles sont déclinées en politiques thématiques sur le climat, l'eau et les océans, l'anti-pollution, la biodiversité, l'économie circulaire et la forêt. Elles définissent les processus d'identification des risques et de mise en place des plans d'action pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe. Ces politiques sont disponibles à l'adresse suivante : https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/publications-rse#politiques.

Outils de sensibilisation

ENGIE Sustainability Academy a développé depuis 2021 des modules d'*e-learning* sur le climat, la biodiversité, l'engagement des parties prenantes et la matrice ESG dans les décisions d'investissements qui ciblent, plus particulièrement, les opérationnels et managers directement concernés par ces sujets.

Dans le cadre du déploiement de la nouvelle filière ESG, des sessions de formation sont également proposées par thème ESG, tout au long de l'année pour s'assurer de la bonne compréhension des politiques et expliquer leur mise en œuvre. Des webinaires ont également été proposés aux *Business Developers* pour leur expliquer les différents critères environnementaux et sociétaux, et les attendus au regard des politiques environnementales et sociétales.

b) Mesures spécifiques de prévention et d'atténuation par risque prioritaire environnemental

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Atténuation du changement climatique	ENGIE reconnait la menace que représente le changement climatique et le rapport 1.5°C du GIEC. La maîtrise des émissions de gaz à effet de serre (GES) est un enjeu majeur pour le Groupe. ENGIE s'est fixé des objectifs de réduction d'émissions compatibles avec l'Accord de Paris. Le Groupe s'est ainsi engagé, en mai 2021, sur l'objectif Net Zéro Carbone à l'horizon 2045, pour l'ensemble de ses émissions directes et indirectes. Tous les objectifs sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.4 Cibles liées à l'atténuation du changement climatique. Les actions prises pour atteindre ses objectifs sont disponibles dans la Section 3.1.2.1.4 Liste des actions permettant la mise en œuvre des politiques. Il s'agit principalement de : • la sortie du charbon d'ici 2027 au plus tard, avec l'ordre de mérite suivant : fermeture, conversion, puis, si cela n'est pas possible, vente, en s'assurant d'un dialogue continu avec les parties prenantes dans une démarche de transition juste (voir Section 3.1.3.1 Le respect des droits humains - Politique transition juste) ; • la réduction, le verdissement ou la décarbonation de la consommation et des ventes de gaz, tout en produisant des gaz verts et décarbonés ; • le verdissement ou la décarbonation de la production, des ventes et de la consommation d'électricité et de chaleur ; • la transition des infrastructures énergétiques (et notamment la réduction des émissions de méthane des infrastructures gazières). Le Groupe a aussi développé des outils de pilotage, décrits dans la Section 3.1.2.1.3 Plan de transition dont les principaux sont : • la définition de limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de ses activités (génération d'énergie, et les ventes de gaz et d'électricité). Elles sont jalonnées sur l'ensemble de la trajectoire Net Zéro Carbone du Groupe (2030, 2035, 2040 et 2045) et allouées à chaque GBU ; • le suivi de ces limites qui est assuré chaque année lors du Plan À Moyen Terme, dans le cadre duquel les GBU élaborent leur stratégie opérationnelle de décarbonation de manière à respecter les limites fixées ; • le pilotage infra-annuel des émissions qui est réalisé via une remontée trimestrielle des principaux postes d'émissions. Il est intégré au dialogue managérial sur la performance opérationnelle et financière via les *Quarterly Business Reviews* ; • par ailleurs, toute nouvelle décision d'investissement doit être prise en respectant les limites attribuées aux GBU.
Pollution industrielle	• En matière de pollution de l'eau, de l'air ou des sols, une fois identifiés, les risques sont traités au travers d'actions d'atténuation (éviter, réduire, compenser) intégrées aux plans d'actions environnementaux • Application des protocoles de sécurité et des stratégies de gestion des risques, incluant la maintenance préventive et l'utilisation des meilleures techniques disponibles, pour minimiser les risques de pollution de l'air, de l'eau et des sols Les actions sont les suivantes : • intégrer les enjeux de pollution de l'air, de l'eau et du sol dans le développement des projets ; • améliorer le diagnostic/inventaire des polluants dans l'air, l'eau et les sols liés aux processus industriels ; • dépolluer les anciens sites gaziers.

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Eau douce	Les mesures d'identification sont les suivantes : • Les sites du Groupe utilisant de l'eau douce et situés en zone de stress hydrique extrême ou élevé sont identifiés et revus chaque année. Les actions sont les suivantes : • mettre en place des actions sur l'eau afin de réduire l'impact sur la ressource, en prenant en compte le contexte du bassin versant et les parties prenantes du territoire. Ces actions sont intégrées aux plans d'actions environnementaux ; • identifier et déployer les leviers d'action permettant d'agir sur la consommation d'eau douce pour les sites existants ; • analyser pour chaque nouveau projet à l'étude les risques et opportunités en matière de gestion de l'eau et identifier les actions à mettre en place dans le respect de l'approche "éviter – réduire – compenser" ; • pour les sites situés en zone de stress hydrique : mettre en place des plans d'actions permettant de contribuer à la réduction de la pression sur la ressource en eau douce à l'échelle des bassins versants.
Biodiversité et écosystèmes	Les mesures d'identification sont les suivantes : • pour chaque activité du Groupe, identification des Impacts négatifs matériels en rapport avec la dégradation des terres, la désertification ou l'imperméabilisation des sols, voir Section 3.1.2.2.4 Biodiversité et écosystèmes ; • établissement de la liste des sites prioritaires matériels avec leur ventilation en fonction des impacts et dépendances identifiés ainsi que la liste des zones sensibles impactées. Ces sites sont évalués selon 5 niveaux de criticité, voir Section 3.1.2.2.4 Biodiversité et écosystèmes ; • analyse des dépendances, à la biodiversité et aux écosystèmes, du Groupe et de sa chaîne de valeur selon la méthode LEAP et le *Global Biodiversity Score*. Les actions sont les suivantes : • mettre en place des plans d'actions dans les sites prioritaires matériels ; • appliquer la séquence Eviter-Réduire-Compenser sur les projets de développement ; • mettre en place une gestion écologique pour l'ensemble des activités industrielles du Groupe, notamment sans utilisation de produits phytosanitaires chimiques ; • mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN).
Utilisation des ressources et économie circulaire	• Le traitement des déchets se fait dans le respect de la hiérarchie des huit actions définies dans la politique : écoconception, préservation, optimisation, réemploi, réparation, recyclage, innovation, responsabilisation. Tout comme les autres enjeux environnementaux, les actions d'atténuation des risques sont reprises dans les plans d'actions environnementaux. Les actions sont les suivantes : • poursuivre la mise en œuvre du passeport des risques matériaux ; • promouvoir la dimension économie circulaire et ressources naturelles dans les ACV (optimisation des ressources, réduction des déchets, diminution de l'empreinte carbone, amélioration des chaînes attentes réglementaires et sociétales) ; • développer la récupération d'énergie sur les processus industriels et tertiaires, utilisation de ressources locales.

3.2.3.3 Dispositifs de suivi, mesure de la performance et compte rendu de mise en œuvre effective

Chaque *Global Business Unit* (GBU), filiale et site décline les politiques thématiques ESG, les processus ESG et les objectifs Groupe. La mesure annuelle de l'état d'avancement de ces objectifs fait l'objet d'une présentation et de commentaires auprès du COMEX, du CEEDD et du Conseil d'administration.

Pour le risque "atténuation du changement climatique", des revues trimestrielles complètent la mesure de performance annuelle afin d'assurer la conformité des résultats aux trajectoires définies. Les Commissaires aux comptes révisent annuellement les données du bilan carbone à travers des audits et des travaux de vérification.

L'analyse des autres risques environnementaux et sociétaux s'effectue à travers le respect des objectifs et la bonne mise en œuvre des plans d'actions.

Un processus de contrôle interne annuel examine également la mise en œuvre de la politique, des objectifs et des plans d'action.

ENGIE intègre également l'ESG dans le cycle de vie complet des projets, du pré-développement en passant par l'exécution, l'opération & maintenance (O&M) jusqu'à la phase de démantèlement, pour considérer les dimensions climatique, environnementale et sociétale de ses activités. Le processus appelé *ESG screening* utilise une *check-list* de 10 critères ESG et accompagne les projets de la phase de développement à la phase de construction. Les plans d'actions environnementaux et les plans d'engagement avec les parties prenantes s'appuient sur l'ESG screening et sont déployés jusqu'à la phase de démantèlement.

Le suivi des risques bruts environnementaux prioritaires s'appuie sur deux processus de niveau Groupe : le processus PAMT CO_2 et le processus de mise en place de plans environnementaux.

Risque Atténuation du changement climatique

Processus PAMT CO_2

Processus	Indicateurs	Résultats 2025
PAMT CO2 annuel : *Suivi des limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de CO_2 des activités du Groupe*	Voir Section 3.1.2.1.4 Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique - Cibles liées à l'atténuation du changement climatique	Voir Section 3.1.2.1.4 Enjeu atténuation du changement climatique et transition énergétique - Cibles liées à l'atténuation du changement climatique
Autres dispositifs de contrôle et de suivi	• Pilotage infra-annuel des émissions et *business review* trimestrielles • Procédure d'assurance limitée conduite par les Commissaires aux comptes sur l'état de durabilité dont les indicateurs du *reporting* environnemental	

Autres risques prioritaires environnementaux

Processus plans environnementaux

Thèmes	Indicateurs	Résultats 2025
Plans environnementaux *Processus d'identification des risques et de mise en place des plans d'action pour éviter- réduire et si besoin compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe*	Taux d'activités industrielles avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	85%
Autres dispositifs de contrôle et de suivi	Mesure annuelle de la performance environnementale Présentation annuelle au CEEDD puis au Conseil d'administration	4 réunions du CEEDD

Chaque risque prioritaire fait l'objet d'un suivi dédié avec des indicateurs de performance présentés dans le tableau ci-dessous.

Suivi et mesure de la performance de la démarche par risque prioritaire

Risques prioritaires	Indicateurs	Résultats 2025
RISQUES ENVIRONNEMENTAUX		
Atténuation du changement climatique	Voir les indicateurs suivis dans le cadre du processus PAMT CO2 dans le tableau ci-dessus	
	Capacités électriques centralisées au charbon	0,7 GW (-95% vs 2015)
	Émissions de GES liées aux ventes de commodités (énergies et combustibles) scope 3.3.D et 3.11 (en Mt CO_2 éq.)	74 Mt CO_2 éq. (-29% vs 2017)
	dont émissions liées aux ventes de combustibles, scope 3.11 (en Mt CO_2 éq.)	48 Mt CO_2 éq. (-38% vs 2017)
	Émissions de méthane des infrastructures gaz, scope1 en (en Mt CO_2 éq.)	0,92 Mt CO_2 éq. (-58% vs 2017)
Pollution industrielle	Réduction des émissions de dioxyde d'azote (NO_x)	-75% vs 2017
	Réduction des émissions de dioxyde de soufre (SO_2)	-97% vs 2017
	Réduction des émissions de particules totales	-54% vs 2017
Eau douce	Réduction du taux de consommation d'eau douce pour la production d'énergie	0,185 m3 / MWh (-40% vs 2019)
Biodiversité et écosystèmes	Développer des plans d'actions pour les sites identifiés comme prioritaires matériels	100% des sites
	Appliquer la séquence "éviter- réduire-compenser" sur les projets de développement	100% des projets
	Mettre en place un plan de gestion écologique pour l'ensemble des activités industrielles	68% des activités industrielles
	Mettre en œuvre des Solutions fondées sur la Nature (SfN)	6 SfN
Utilisation des ressources et économie circulaire	Taux de valorisation des déchets non dangereux	71%
	Taux de valorisation des déchets dangereux	33%
	Projets biomasse traçables et conformes à la réglementation européenne relative au bois (ou équivalent)	100%

3.2.4 La démarche de vigilance achats

3.2.4.1 Approvisionnement en énergie

3.2.4.1.1 Cartographie des risques bruts

a) Identification des domaines généraux

ENGIE identifie les risques sociaux et environnementaux liés aux activités d'approvisionnement en énergie comme un sujet de vigilance spécifique. Les principaux enjeux liés à l'achat d'énergie pour le Groupe comprennent :

- risques relatifs aux droits humains : travail forcé, et impacts potentiels sur les communautés locales ou autochtones ;
- risques environnementaux : émissions de gaz à effet de serre et changement climatique, disponibilité et qualité de l'eau, pollution des ressources naturelles, et pressions sur la biodiversité et les écosystèmes.

b) Analyse et hiérarchisation par la gravité

ENGIE identifie et priorise les risques dans sa chaîne d'approvisionnement énergétique selon plusieurs dimensions :

- impact : type de conséquence défavorable potentielle (travail forcé, déforestation, pollution de l'eau) ;
- facteurs de risque : conditions augmentant la probabilité d'occurrence, comme une application réglementaire insuffisante, des zones géographiques à risque élevé, un suivi inadéquat des fournisseurs ou une visibilité limitée due à la sous-traitance ;
- gravité (sévérité) : sérieux de l'impact potentiel, considérant le nombre de personnes ou d'écosystèmes affectés et la réversibilité des conséquences ;
- probabilité (vraisemblance) : possibilité de matérialisation du risque selon les activités d'approvisionnement d'ENGIE, les pratiques des fournisseurs, l'exposition géographique et le niveau de contrôle dans les relations commerciales.

Cette approche permet d'identifier les risques à fort potentiel d'impact et de probabilité, avant l'application des mesures de mitigation. Elle constitue la base pour prioriser les risques nécessitant des actions de vigilance et de mitigation ciblées.

c) Les risques bruts prioritaires liés aux achats en énergie

En appliquant cette méthodologie, ENGIE identifie des risques bruts prioritaires spécifiques à sa chaîne d'approvisionnement énergétique. Ces risques concernent principalement les impacts potentiels sur les droits humains et l'environnement. Les résultats pour l'exercice 2025 mettent en avant les risques bruts prioritaires suivants :

Risques prioritaires	Impacts	Facteurs de risque
Émissions de GES et stress/pollution de l'eau dans la chaîne d'approvisionnement en gaz	Contribution au changement climatique ; fuite de méthane ; rareté et contamination locale de l'eau	Extraction de gaz de schiste ; visibilité limitée de la chaîne d'approvisionnement, pays à législation environnementale faible
Déforestation dans la chaîne d'approvisionnement en biomasse	Perte de biodiversité, perturbation des écosystèmes, déplacement de communautés	Origine des fournisseurs et sources non certifiées
Travail forcé dans la chaîne d'approvisionnement en énergies renouvelables	Exploitation de la main-d'œuvre	Projets dans des pays à faible protection des droits du travail, visibilité limitée de la chaîne d'approvisionnement
Droits des communautés et conflits d'usage des terres dans les projets de crédits carbone basés sur la nature	Exclusion des communautés vulnérables	Projets développés sans FPIC (Consentement libre, préalable et éclairé) dans des pays à haut risque, manque de transparence sur les droits fonciers, mécanismes de partage des bénéfices inadéquats
Violations des droits humains et destruction des écosystèmes dans la chaîne d'approvisionnement en charbon	Déplacement de communautés, dégradation des terres, droits et sécurité du travail	Opérations de fournisseurs dans des pays à faible protection du travail et des communautés, absence d'audits tiers

3.2.4.1.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires liés aux achats en énergie

a) Les procédures d'évaluation régulière de la situation des fournisseurs

ENGIE applique un processus structuré et récurrent pour identifier, évaluer et surveiller les risques environnementaux et sociaux dans ses activités d'approvisionnement en énergie, avec une attention particulière aux chaînes d'approvisionnement à haut risque. Cette approche garantit l'alignement avec le devoir de vigilance d'ENGIE et ses engagements ESG, tout en se concentrant sur la prévention et l'atténuation des risques prioritaires.

Principaux éléments du processus :

- conformité réglementaire : vérification que les fournisseurs respectent les lois, réglementations et permis du pays hôte en matière environnementale et sociale, établissant le seuil minimal pour un approvisionnement responsable ;
- cartographie des risques ESG : identification des risques inhérents par type de produit et d'activité ;
- *due diligence* : les risques ESG dans la chaîne d'approvisionnement énergétique sont systématiquement identifiés, évalués et surveillés, en tenant compte des facteurs pouvant impacter les personnes et l'environnement. Les activités à haut risque peuvent nécessiter des vérifications supplémentaires, telles que des évaluations indépendantes ou des certifications reconnues ;
- évaluation et suivi périodiques : les fournisseurs classés à haut risque sont examinés chaque année, tandis que les autres fournisseurs sont examinés tous les trois ans. Des examens *ad hoc* sont réalisés lorsqu'un événement à haut risque est identifié. Les performances ESG, les risques identifiés et les mesures de mitigation sont documentés pour garantir une prise de décision éclairée et un suivi continu des risques émergents ;
- *due diligence* renforcée et lignes directrices pour les produits sensibles : procédures pour la biomasse, le biométhane, le gaz de schiste, les certificats internationaux d'énergie renouvelable (i-RECs), les crédits carbone et l'énergie renouvelable, couvrant la traçabilité, la vérification des certifications, les considérations environnementales et de droits humains sur l'ensemble de la chaîne de valeur ;
- engagement des parties prenantes externes : ENGIE maintient un dialogue avec les parties prenantes externes pour recueillir des informations, discuter des risques ESG potentiels et favoriser la transparence sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, soutenant l'identification et le suivi continus des risques ;
- collaboration sectorielle : participation à des initiatives multipartites et groupes de travail (ex. : *Responsible Commodities Sourcing Initiative's Bettercoal and Gas program*) pour comparer les pratiques, renforcer les standards du secteur et favoriser l'amélioration continue.

Grâce à ce processus complet, ENGIE veille à ce que les risques prioritaires dans ses chaînes d'approvisionnement énergétique soient continuellement réévalués, efficacement atténués et documentés de manière transparente, favorisant des pratiques d'approvisionnement durable respectueuses des personnes et de l'environnement.

b) Mesures globales de prévention et d'atténuation des risques prioritaires liés aux achats en énergie

Gouvernance

La GBU *Supply and Energy Management* (S&EM) est responsable de l'approvisionnement et de la fourniture d'énergie et vise à prévenir ou atténuer les impacts négatifs potentiels sur les personnes et l'environnement. À ce titre, S&EM joue un rôle central dans l'accompagnement de la transition mondiale vers des sources d'énergie durables, tout en garantissant des chaînes d'approvisionnement responsables qui respectent les droits humains, minimisent les impacts environnementaux et contribuent à la réduction de l'empreinte carbone d'ENGIE ainsi que celle de ses clients. Au sein de S&EM, l'équipe ESG est chargée de la mise en œuvre du plan de vigilance sur les risques liés aux droits humains et à l'environnement dans la chaîne d'approvisionnement énergétique. L'équipe ESG identifie, évalue et propose des mesures de mitigation pour ces risques.

Politique liée aux achats en énergie

Dans le cadre du Plan de Vigilance du Groupe, S&EM établit une Politique de Vigilance pour l'Approvisionnement en Énergie. Cette politique exige des fournisseurs le respect de normes ESG strictes et la mise en place d'un suivi continu dans leurs opérations et leurs chaînes d'approvisionnement. Les fournisseurs doivent respecter les droits humains, prévenir les atteintes à l'environnement et se conformer aux exigences éthiques, sociales et environnementales d'ENGIE. Pour opérationnaliser cette approche, S&EM élabore des lignes directrices ESG dédiées, régulièrement actualisées. Ces lignes directrices s'adaptent à chaque type de source d'énergie :

- gaz naturel (y compris GNL) ;
- biomasse et biométhane ;
- certificats internationaux d'énergie renouvelable (IRECs) ;
- énergie renouvelable ;
- crédits carbone ;
- hydrogène et ammoniac ;
- charbon (stratégie de sortie).

Outils de sensibilisation

S&EM propose un module *e-learning* sur le devoir de vigilance, actualisé pour intégrer les évolutions réglementaires, des études de cas pratiques et des exemples sectoriels. Cette formation aide les collaborateurs à comprendre la portée et les objectifs de la loi française sur le devoir de vigilance, et à identifier et traiter les risques environnementaux, sociaux et éthiques dans les activités de S&EM. En complément du programme *e-learning*, S&EM organise des présentations et sessions de sensibilisation adaptées pour les collaborateurs tout au long de l'année. S&EM mène également des échanges dédiés avec les représentants du personnel pour présenter les risques identifiés et les mesures de mitigation, tout en favorisant le dialogue et les retours d'expérience.

c) Mesures spécifiques de prévention et d'atténuation par risque prioritaire liés aux achats en énergie

En s'appuyant sur l'identification et la priorisation des risques bruts dans la chaîne d'approvisionnement énergétique, ENGIE a défini des mesures de prévention et d'atténuation adaptées à chaque risque prioritaire lié aux achats d'énergie. Ces mesures visent à réduire à la fois la probabilité d'occurrence et la gravité des impacts potentiels sur les droits humains, la santé et la sécurité, et l'environnement.

L'approche combine :

- *due diligence* ciblée et suivi adaptés à la nature de chaque produit et contexte fournisseur ;
- engagement et dialogue avec les parties prenantes pour renforcer la transparence et la responsabilité sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement ;
- mesures correctives et préventives, incluant des clauses contractuelles et des audits (sur site) lorsque nécessaire.

Le tableau suivant détaille les risques prioritaires identifiés pour *Supply & Energy Management* et les mesures correspondantes, établissant un lien direct entre l'analyse des risques et les obligations de vigilance du Groupe.

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Émissions de GES et stress/pollution de l'eau dans la chaîne d'approvisionnement en gaz	• Mise en œuvre d'une stratégie ESG mondiale dédiée à l'approvisionnement en gaz naturel, en commençant par le gaz de schiste dans la chaîne d'approvisionnement. • Exigences strictes en matière d'ESG et d'éthique intégrées dans les contrats à long terme, incluant des clauses spécifiques sur l'empreinte carbone et les émissions de méthane, en plus de la clause d'éthique standard du Groupe. • *Due diligence* renforcée des fournisseurs, axée sur la traçabilité des émissions, le reporting du méthane, l'utilisation de l'eau et la transparence globale des opérations. • Adhésion au programme RECOSI Gas, soutenant l'adoption de standards ESG élevés sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement en gaz naturel. • Certifications indépendantes de tiers pour vérifier le suivi environnemental et la performance des fournisseurs. • Mise à jour continue des lignes directrices internes et des cadres d'approvisionnement, garantissant un approvisionnement responsable et l'intégration de nouveaux facteurs de risque ESG. Exemple : dans le contexte de l'approvisionnement en gaz de schiste aux États-Unis, le Groupe privilégie les producteurs capables d'offrir les meilleures garanties en termes de traçabilité des émissions et de suivi environnemental de leur activité.

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Déforestation dans la chaîne d'approvisionnement en biomasse	• Achat à 100% de biomasse certifiée durable (SBP/FSC/PEFC). • Clauses ESG strictes dans tous les contrats de biomasse à long terme (couvrant la traçabilité de la chaîne d'approvisionnement, les conditions de travail, la santé et la sécurité, et l'impact sur la biodiversité). • Revue annuelle du portefeuille biomasse. • Visites sur site en plus des vérifications par des tiers dans les pays d'approvisionnement à haut risque. • Groupes de travail ESG sectoriels ou bilatéraux. Exemple : l'équipe ESG a réalisé une visite sur site chez un fournisseur asiatique en novembre 2024 avec des résultats satisfaisants.
Travail forcé dans la chaîne d'approvisionnement en énergie renouvelable	• Application de lignes directrices ESG dédiées pour l'approvisionnement en énergie renouvelable et les certificats internationaux d'énergie renouvelable (IRECs). • *Due diligence* renforcée avec un focus spécifique sur les risques de travail forcé, notamment dans les zones géographiques à haut risque. • Lorsque des risques élevés sont identifiés, les garanties contractuelles peuvent être renforcées par l'inclusion de clauses spécifiques sur le travail forcé, en complément de la clause d'éthique standard. • Revue annuelle du portefeuille IRECs pour surveiller la conformité et les risques émergents. Exemple : évaluation de la chaîne d'approvisionnement des fournisseurs pour vérifier la présence de mesures visant à atténuer le risque (potentiel) de travail forcé dans leur chaîne d'approvisionnement. Lorsqu'un risque potentiel a été identifié, une clause dédiée a été incluse dans le contrat avec option de résiliation.
Droits des communautés et conflits d'usage des terres dans les projets de crédits carbone basés sur la nature	• Lors d'achats directs, due diligence des développeurs et projets de crédits carbone, avec vérification explicite du FPIC et du consentement des communautés. • Inclusion de clauses ESG et éthiques strictes dans les accords de crédits carbone avec droits de résiliation, en cas de problèmes sociaux ou environnementaux détectés. • Ligne directrice dédiée pour l'approvisionnement et la vente de crédits carbone. • Utilisation d'agences de notation ESG externes pour permettre l'évaluation des risques (Sylvera, BeZero) et développement d'un outil basé sur l'IA pour améliorer la précision et la profondeur des analyses. • Priorisation des registres et méthodologies bien établis avec un fort MRV (*monitoring, reporting & verification*) et exigence de vérification par des tiers. Visites sur site et revues semestrielles du portefeuille de crédits carbone. Exemple : en 2025, des visites sur site ont été réalisées pour évaluer les risques ESG et engager les parties prenantes concernées.
Violations des droits humains et destruction des écosystèmes dans la chaîne d'approvisionnement en charbon	• Alignement avec l'engagement du Groupe ENGIE de sortir des opérations de production d'électricité à partir de charbon en Europe fin 2025 et dans le monde entier d'ici 2027. • Mise en œuvre d'une stratégie visant à sortir des activités de la chaîne de valeur de l'énergie qui contribuent au soutien de la chaîne de valeur du charbon. Les contreparties concernées sont régulièrement évaluées pour garantir la conformité à la stratégie. • Surveillance renforcée des fournisseurs dans les régions à forte intensité charbonnière pour éviter toute activité commerciale soutenant la chaîne de valeur du charbon. • Participation d'ENGIE Energia Chile au programme RECOSI Bettercoal pour garantir un approvisionnement responsable et des audits indépendants là où le charbon est encore approvisionné. • Tant que le charbon est approvisionné, évaluation systématique des fournisseurs concernés pour la performance en matière de droits humains et d'environnement. Exemple : aucune activité commerciale avec des contreparties reposant uniquement sur le charbon dans leur mix énergétique sans plan de transition crédible et limité dans le temps pour sortir du charbon.

3.2.4.1.3 Dispositifs de suivi, mesure de la performance et compte rendu de mise en œuvre effective

Les processus de due diligence ESG et les évaluations des risques fournisseurs sont consolidés et suivis via des outils dédiés. Cela permet de surveiller le nombre total d'analyses ESG, leurs niveaux de risque (élevé/moyen/faible), les produits couverts et l'évolution annuelle. Toutes les revues sont documentées et sujettes à des mises à jour. Dans le cadre de ce processus, les évaluations des risques sont formellement réexaminées tous les trois ans en règle générale, avec des revues plus fréquentes en cas d'activités à risque élevé.

Dispositifs globaux de suivi et de mesure de la performance de la démarche

Processus	Indicateurs	Résultats 2025
Suivi annuel de la *due diligence* ESG	Nombre annuel d'analyses ESG	404
	Nombre d'évaluations des risques ESG réexaminées durant l'année	92
Suivi annuel des lignes directrices ESG par produit	Disponibilité des lignes directrices par commodité	Gaz naturel (y compris GNL) Biomasse et biométhane Certificats internationaux d'énergie renouvelable (IRECs) Énergie renouvelable Crédits carbone Hydrogène et ammoniac Charbon (stratégie de sortie)

De plus amples informations sur le processus d'achat d'énergie sont disponibles à la Section 3.1.4.2 Achats durables.

3.2.4.2 Achats hors énergie

Les achats hors énergie englobent tous les contrats de fourniture d'équipements et les prestations de services et de travaux. Le référentiel achat du Groupe utilise le terme Fournisseur pour désigner les prestataires de service (appelés “sous-traitants”) et les fournisseurs d'équipements.

3.2.4.2.1 Cartographie des risques bruts

a) Identification des domaines généraux

Avec 19Mds d'euros d'achats de produits et services (hors énergie) à travers 67 catégories d'achats et auprès de plus de 80 000 fournisseurs, les activités du Groupe peuvent générer des impacts dans les domaines suivants :

- les droits humains incluant le travail forcé, et les impacts potentiels sur les communautés locales ou autochtones ;
- les droits fondamentaux des travailleurs ;
- l'environnement avec les risques liés aux émissions de gaz à effet de serre et au changement climatique, à la disponibilité et à la qualité de l'eau, à la pollution des ressources naturelles, et aux pressions sur la biodiversité et les écosystèmes.

b) Analyse et hiérarchisation par la gravité

ENGIE organise ses achats à travers un ensemble de processus opérationnels allant de la gestion de la demande au paiement de la facture en passant par le Management des Panels Fournisseurs et la Gestion des catégories d'Achats.

La gestion des catégories d'achats, élément central de la maîtrise des risques liés aux droits humains, à la santé-sécurité et à l'environnement, permet d'identifier les catégories les plus exposées. L'analyse du risque s'appuie sur une cartographie développée par notre partenaire ESG EcoVadis et sur l'expertise du réseau des *Category Managers*.

L'identification des catégories “à haut risque” repose sur les données fournies par EcoVadis sur les risques intrinsèques de chaque industrie et le risque du pays du Fournisseur qui modifie le niveau de risque. Cette évaluation se combine avec l'expertise et la connaissance du marché par les *Category Managers* d'ENGIE, ce qui a permis d'établir une liste de catégories à haut risques pour lesquelles la gestion des Fournisseurs requiert un renforcement.

c) Les risques bruts prioritaires liés aux achats hors énergie

Six catégories d'achats présentent actuellement des risques importants concernant les droits humains, la santé-sécurité et/ou leur impact environnemental.

Risques prioritaires	Impacts	Facteurs de risque
Risque lié aux achats de panneaux solaires, de batteries, et d'éoliennes	Environnement/Droits humains/ Santé-Sécurité	• Pays de production des équipements • Mode de production plus ou moins impactant en termes d'émissions carbone • Exposition des employés à des produits chimiques
Risque lié aux achats de Équipements électriques	Environnement/Droits humains/ Santé-Sécurité	• Pays de production des équipements • Mode de production plus ou moins impactant en termes d'émissions carbone
Risque lié aux achats de Équipements informatiques (ordinateurs, imprimantes, etc.)	Droits humains/ Santé-Sécurité	• Pays de production des équipements • Mode de production plus ou moins impactant en terme d'environnement
Risque lié aux achats de Contrats clé en main EPC	Environnement/Santé-Sécurité/Droits humains	• Pays où sont réalisés les travaux • Travaux en hauteur, travaux électriques et génie civil

3.2.4.2.2 Mesures de prévention et d'atténuation des risques prioritaires liés aux achats hors énergie

a) Les procédures d'évaluation régulière de la situation des fournisseurs et sous-traitants

ENGIE identifie et gère les risques par la mise en œuvre de la démarche de vigilance des Achats à travers :

- une cartographie des risques élaborée à partir des données fournies par le partenaire ESG EcoVadis (risques par Industrie et risques pays) et l'analyse des catégories achats réalisées par le réseau des *Category Managers* ;
- un processus de qualification Fournisseur qui s'appuie notamment sur une évaluation ESG (EcoVadis), la mise en œuvre de la Politique de *due diligence* (voir Section 3.2.5), la mise en place de plans de gestion associés prenant en compte les risques identifiés, et la mesure de la performance délivrée par les Fournisseurs et les plans d'amélioration associés. Ces plans peuvent prévoir par exemple des audits, des dispositions contractuelles particulières pour limiter le risque, une clause éthique, etc. ;
- un système de management des Achats structuré autour :
  - d'une Charte Achats qui définit les engagements et les exigences d'ENGIE à l'égard de ses Fournisseurs notamment en matière de droits humains, de santé et sécurité, d'éthique ainsi que de durabilité (carbone, environnement, circularité),
  - d'une Gouvernance Achats qui prévoit notamment l'obligation de due diligence sur les Fournisseurs clefs du Groupe, la mise en œuvre du Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, l'analyse des risques éthiques qui doit être menée au sein de chaque entité.

Ces principes et ces règles se déclinent dans les processus achats opérationnels qui intègrent les exigences du Code de conduite éthique du Groupe, les Politiques ESG, la Politique Santé-Sécurité, le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, la Politique de due diligence des fournisseurs et sous-traitants directs et les principes internes en matière de sous-traitance. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement du Groupe et figurent dans le modèle de clause éthique pour tous les contrats quel que soit leur montant et leur durée ;

- un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements ouvert à l'externe.

b) Mesures globales de prévention et d'atténuation des risques prioritaires liés aux achats hors énergie

Gouvernance

Rattachée au Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats, le/la *Chief Procurement Officer* (CPO) de la Direction Achats Groupe assure la performance, la durabilité et la compétitivité des achats du Groupe. Le/la CPO sélectionne des Fournisseurs performants et innovants qui contribuent positivement au développement durable.

Le *Chief Procurement Officer* (CPO) délègue la mise en œuvre de la gouvernance Achats Groupe à travers trois niveaux qui reflètent l'organisation du Groupe :

- la Direction des Achats en charge du catégorie management définit la gouvernance, les outils et les objectifs de performance de la filière ;
- les Directeurs Achats de GBU (*Global Business Unit*) traduisent l'ambition de croissance de chacune des quatre GBU en objectifs achats. Ils garantissent l'implication et la coordination des Achats dans les projets et opérations de la GBU ;
- les entités achats locales dirigées par un Directeur des Achats organisent les synergies et assurent la standardisation des processus à travers les pays avec le support des centres de services partagés.

Politique achats

La Charte Achats établit comme principe la sélection des fournisseurs "sur des critères techniques, environnementaux, éthiques, de qualité, de Santé-Sécurité, de délais, de coûts, d'engagements contractuels et alignés avec la raison d'être d'ENGIE".

Au-delà des principes et règles énoncés par la Charte Achats et la Gouvernance Achats, les politiques groupe en matière de due diligence, d'embargo, de cadeaux et invitations, d'hygiène santé et sécurité, de droits humains encadrent les achats d'ENGIE.

La fonction achat a également développé :

- un Code de conduite de la relation fournisseur qui décline les principes de la Charte Ethique Groupe autour de 7 principes. L'accent porte sur le respect des droits et de l'environnement à travers toute la chaîne de valeur ;
- une Politique Achats inclusifs pour développer les achats auprès du secteur protéger et favoriser la non-discrimination.

Outils de sensibilisation

La démarche de vigilance des achats hors énergie comprend un volet formation que suit l'ensemble de la filière achats, soit environ 1300 personnes à travers le monde. Depuis 2024, la Direction Achats a instauré un programme de formation transverse (*Procurement Academy*) qui inclut des formations obligatoires dans les domaines suivants : Ethique et la Relation Fournisseur, les Droits humains, la Durabilité (transition énergétique et changement climatique), le management de l'Hygiène et la Santé, Management, la Diversité et l'Inclusion, les conditions de travail et la sécurité informatique.

Des formations présentielles dans les régions particulièrement exposées aux risques droits humains et environnementaux complètent ce programme. En juin 2025, un séminaire dédié à l'éthique dans les achats s'est tenu à Lima où tous les acheteurs d'Amérique latine se sont réunis. En 2025, 457 membres de la filière achats ont suivi des formations éthiques dont 18 basés dans des pays à haut risque.

c) Mesures spécifiques de prévention et d'atténuation par risque prioritaire liés aux achats hors énergie

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Risque lié aux achats de panneaux solaires, de batteries, et d'éoliennes	Le Groupe a mis en place, depuis plusieurs années, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer ces risques pour certaines catégories d'achats. Le Groupe s'est engagé à assurer le respect des droits internationaux et à veiller activement à ce qu'il n'y ait aucun recours au travail forcé et ce, sur l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement, notamment en Chine. En 2025, le Groupe a continué ses actions de vigilance approfondie (voir également la Section 2.2.5.1). Le Groupe effectue sur ses fournisseurs des vérifications éthiques renforcées. Afin de s'assurer de la transparence de ses fournisseurs, ENGIE a également mis en place un échange direct avec chaque fournisseur, permettant ainsi d'évaluer leur capacité à s'engager et à échanger les informations les plus sensibles. Les principales mesures mises en place incluent : • des enquêtes (*due diligence)* approfondies sur les fournisseurs réalisées par des experts indépendants qui prennent spécifiquement en compte les enjeux droits humains ; • une cartographie de la chaîne d'approvisionnement des fournisseurs ainsi que des documents justificatifs ; • une déclaration écrite par laquelle le fournisseur s'engage à ne pas recourir au travail forcé ; • l'envoi de questionnaires éthiques (*Ethics Survey*) sur le thème du travail forcé par lesquels les fournisseurs doivent justifier à l'aide de documentation qu'ils interdisent le travail forcé ; • des clauses contractuelles renforcées (clause générale d'audit, rupture de contrat en cas de violation par les fournisseurs de leurs obligations, garantie du fournisseur de respecter les réglementations locales et internationales relatives au travail forcé de l'approvisionnement en matières premières à la livraison du produit) ; • la participation à plusieurs initiatives sectorielles (Solar Industry Energie Association aux États Unis, SolarPower Europe, WindEurope, Global Battery Alliance) dans le domaine solaire, éolien, batterie pour partager et améliorer les pratiques de gestion des risques.
Risque lié aux achats de Équipements électriques	ENGIE a établi des contrats cadre avec une liste limitée de fournisseurs ayant une très bonne évaluation EcoVadis.
Risque lié aux achats de Équipements informatiques (ordinateurs, imprimantes, etc.)	ENGIE a établi des contrats cadre avec une liste limitée de fournisseurs ayant une très bonne évaluation EcoVadis.

Risques prioritaires	Mesures spécifiques
Risque lié aux achats de Contrats clé en main EPC	En janvier 2025, le Groupe a mis en place une nouvelle politique groupe couvrant l'ensemble des catégories liées à la construction (contrats clé en main EPC mais aussi contrats de construction spécifique par discipline de construction). Cette politique se focalise sur l'ensemble des processus achats en vigueur en présentant les mesures renforcées à mettre en œuvre de manière obligatoire permettant de réduire les risques liés aux processus groupe déjà existants : • le processus "Manage Supplier Panel" : • seuls les fournisseurs qualifiés peuvent participer à un processus de pré-sélection pour un projet d'ENGIE, • la qualification des fournisseurs est renforcée sur les aspects Hygiène, Santé et Sécurité, • le suivi des fournisseurs qualifiés est assuré via la mise en place d'un tableau de bord accessible par les acheteurs/prescripteurs. ENGIE a déployé une stratégie de rationalisation visant à concentrer ses achats sur un panel restreint de fournisseurs, afin d'assurer la performance et la conformité sur le long terme ; • le processus *"Source to Contract"* : • seuls les fournisseurs qualifiés peuvent être invités à participer à un appel d'offres, • évaluation des offres fournisseurs. Les offres sont analysées selon des critères financiers, techniques, Santé-Sécurité et ESG. Le cycle de vie de l'ouvrage est également pris en compte ; • chaque famille de critères bénéficie d'une pondération spécifique : • Santé-Sécurité : minimum 15%, ESG : entre 5% et 10%, couvrant notamment les droits humains, les risques environnementaux, la part locale des achats, l'empreinte carbone (CO_2), l'impact sur la nature et la biodiversité, ainsi que, le cas échéant, la gestion des parties prenantes (communautés locales, syndicats). • Santé-Sécurité Chaque soumissionnaire doit fournir une déclaration écrite par laquelle il s'engage à respecter l'ensemble des exigences génériques et spécifiques. Cette lettre, signée par la direction du fournisseur, est également exigée pour les sous-traitants pressentis. • Clauses contractuelles ; • chaque contrat intègre des dispositions renforcées : • clause générale d'audit, • rupture en cas de violation des obligations par le fournisseur, • garantie de conformité aux réglementations locales et internationales et aux exigences génériques et spécifiques du projet).

3.2.4.2.3 Dispositifs de suivi, mesure de la performance et compte rendu de mise en œuvre effective

Les processus achats sont suivis grâce à divers processus et indicateurs clés.

Processus	Indicateurs	Résultats 2025
MSP - *Manage Supplier Panel* Suivi évaluation ESG Fournisseurs clé *(Préférentiels gérés par les category managers au niveau Groupe et Majeurs gérés par les entités achats locales)*	Nombre de Fournisseurs clés évalués par EcoVadis / Total Fournisseurs clé	69,48%
MSP - *Manage Supplier Panel* Suivi des *Due Diligence* Fournisseurs clé *(Préférentiels gérés par les category managers au niveau Groupe et Majeurs gérés par les entités achats locales)*	Nombre de Fournisseurs clés avec une Due Diligence / Total Fournisseurs clé	86,44%
RH – Formations obligatoires	Nombre de collaborateurs ayant suivi les formations obligatoires	457

Contrôle interne

Le programme de contrôle interne INCOME vérifie la bonne mise en œuvre des processus achats. Le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats avec 31 contrôles différents. En 2025, la fonction achats a augmenté le pourcentage de tests des auto-évaluations pour apporter plus d'assurance aux résultats du contrôle interne. Avec un taux de test de 25%, le taux de conformité s'est maintenu à près de 90% des contrôles INCOME.

La Direction des Achats Groupe travaille avec la Direction de l'Audit interne pour assurer le suivi des plans d'actions correctifs recommandés. Le Groupe déploie des initiatives spécifiques. Au Moyen-Orient, ENGIE déroule son programme d'évaluation des conditions de vie des travailleurs de ses fournisseurs quand ils sont logés dans des bases de vie.

Tableaux de bord ESG

Le suivi de la situation des fournisseurs clés d'ENGIE est facilité par plusieurs tableaux de bord intégrés dans notre Centre d'Information Achats. Ce dispositif permet de suivre les dépenses fournisseurs en lien avec leur performance ESG, notamment les émissions carbones.

Tableaux de bord disponibles :

- État des évaluations EcoVadis des fournisseurs préférés, majeurs ;
- État des diligences (*Due Diligence*) des fournisseurs préférés et majeurs ;
- Achats inclusifs (PME, secteur du travail protégé, insertion professionnelle) ;
- Émissions carbones.

En 2025, le périmètre d'application de la politique de *due diligence* a été étendu aux fournisseurs des catégories d'achats à haut risques et combiné avec un niveau de risque pays défini par MappleCroft. Un tableau de bord spécifique a été élaboré pour suivre les due diligences réalisées pour les fournisseurs des catégorie suivantes :

- Panneaux solaires ;
- Batteries ;
- Éoliennes ;
- Équipements électriques ;
- Équipements informatiques ;
- Contrats clé en main EPC (*Engineering, procurement, and construction*).

Ces tableaux de bord, alimentés par Power BI, sont accessibles à toutes les entités Achats afin de simplifier leurs processus de suivi.

Plus d'informations sont détaillées sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/politique-achats-responsables.

3.2.5 Évaluation des tiers

ENGIE réalise les due diligence sur les tiers (fournisseurs, prestataires de services/sous-traitants, partenaires de Joint-Venture, donneurs d'ordre, etc.) selon les conditions et en conformité avec les Politiques de due diligence décrites sur le site internet d'ENGIE : https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance/evaluations-tiers. Selon la typologie de fournisseurs, un premier niveau de due diligence s'effectue en interne, à l'aide de bases de données publiques ou d'outils spécialisés. En application de ces politiques, si cette analyse révèle des risques, ENGIE effectue une due diligence approfondie (dite de niveau 2) soit via une équipe de spécialistes sous la supervision de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* du Groupe soit via des prestataires externes spécialisés. De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence.*

Par ailleurs, la filière des achats procède systématiquement à l'évaluation des nouveaux Fournisseurs stratégiques, préférentiels et majeurs du Groupe via une *due diligence* effectuée avant la contractualisation. Le Groupe a mis en place une équipe dédiée en charge de réaliser les *due diligence* des Fournisseurs clés et s'est équipé d'un nouvel outil digital fournissant une note de risque éthique couvrant cinq dimensions : le risque pays, les activités à risque, les personnes politiquement exposées, les sanctions et les controverses. ENGIE utilise également EcoVadis pour les aspects environnementaux, les droits humains et l'éthique. En 2025, environ 1 000 Fournisseurs clés récurrents (stratégiques, Preferred et Major) représentant un peu moins de 50% de la dépense totale, sont soumis à la politique *due diligence* et environ 200 ont fait effectivement l'objet d'une *due diligence.*

3.2.6 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Consultation des instances de dialogue social

ENGIE a mis en place, en concertation avec les organisations syndicales représentatives, un dispositif d'alerte. Le Comité d'Entreprise Européen et le Forum mondial discutent régulièrement du dispositif d'alerte commun à l'ensemble du Groupe ainsi que du bilan des alertes reçues (voir Section 3.2.7.3 L'association avec les parties prenantes).

Son fonctionnement

Le dispositif d'alerte s'ouvre à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes les parties prenantes externes depuis janvier 2019. Un prestataire externe transmet le signalement anonyme au Groupe pour son traitement. La Section 3.1.4.1.5 Signalement et rapport des incidents éthiques présente de plus amples informations sur le fonctionnement du dispositif.

3.2.7 Dispositif de suivi des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité

Cette section présente le dispositif de suivi de la démarche globale de vigilance. Les dispositifs et les indicateurs de suivi relatifs à chaque démarche de vigilance sont décrits dans les parties consacrées à chaque démarche. L'ensemble de ces éléments permet d'orienter utilement l'action de vigilance du Groupe.

3.2.7.1 Un pilotage et un suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Gouvernance

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale du plan de vigilance au plus haut niveau de l'entreprise pour répondre aux objectifs de la loi. Le Comex a validé le plan et a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Direction Juridique et Éthique, elle-même rattachée à la Secrétaire Générale. Pleinement adossé à l'organisation juridique et éthique de l'entreprise, le plan de vigilance bénéficie de la gouvernance, des dispositifs de suivi, des ressources et des acteurs associés et fait l'objet d'un suivi au plus haut niveau du Groupe. Le CEEDD et le Conseil d'Administration reçoivent annuellement un compte rendu de la mise en œuvre effective du plan.

Un comité de suivi transverse

Un comité spécifique inter-directionnel assure le déploiement du plan de vigilance et coordonne de manière globale les différentes démarches qui le composent depuis l'adoption de la loi en 2017. Chargé initialement de faire un état des lieux des politiques existantes en rapport avec la loi et de définir le plan de vigilance du Groupe, il assure aujourd'hui son suivi et a pour mission de s'assurer de la bonne diffusion du plan, de la coordination des différentes mesures, de la sensibilisation des entités et de faciliter la remontée d'information vers le Groupe. Le comité a aussi un rôle de veille, d'alerte sur les signaux faibles auprès des entités. Les membres sont les représentants des directions du Corporate, l'ensemble des GBU, et les représentants des géographies ainsi que Tractebel.

3.2.7.2 Suivi du déploiement opérationnel du plan et mesure de la performance

Chaque entité doit s'assurer pour son périmètre du déploiement effectif du plan de vigilance. Le contrôle interne et le rapport de conformité éthique annuel intègrent le suivi de ces actions par les entités (voir Section 3.1.4.1.7 Contrôles et certifications). Depuis 2020, un point de contrôle interne est dédié au déploiement du plan de vigilance.

Des points de contrôles internes spécifiques aux différentes actions (droits humains, santé sécurité, ESG, achats) suivent le déploiement des démarches du plan de vigilance.

Suivi du plan de vigilance et contrôle Interne : principaux contrôles identifiés par domaine de vigilance

Achats :

- Respect de la politique de *due diligence* fournisseurs ;
- S'assurer que les documents de référence Achats du Groupe sont appliqués par l'entité (clause éthique dans les contrats etc.) ;
- S'assurer que la sélection de fournisseurs ne présente pas de risque pour le Groupe (éthique, compliance etc.).

Santé-Sécurité au travail :

- **Prévention des accidents graves et mortels :** processus de contrôle couvrant 9 thématiques fondamentales à prendre en compte pour maitriser les risques, à titre d'illustration : le respect des Règles Qui Sauvent, la culture juste, les permis de travail ;
- **Prévention des Risques Psycho-Sociaux :** processus de contrôle couvrant la gouvernance, le management opérationnel des risques et l'amélioration continue.

Sécurité industrielle :

- **Exploitation des installations industrielles :** contrôles portant sur la politique, les études de dangers, les procédures, les Eléments Importants pour la Sécurité (EIPS), les compétences, l'exploitation du REX, les audits et inspections ;
- **Maintenance des installations industrielles :** contrôles portant sur le plan de maintenance, la maîtrise des risques d'interférence, les permis de travail.

Sûreté :

- Maîtrise des risques d'atteinte malveillante aux personnes et aux biens.

Environnement/Sociétal :

- Mise en place de contrôles avec auto-évaluation pour veiller à la mise en place de plans environnementaux, de plans d'adaptation au changement climatique et de plans d'engagement avec les parties prenantes ;
- Cartographie des risques environnementaux et cartographie des parties prenantes et des risques sociétaux ;
- Suivi des plans d'actions.

Ethique et Compliance/ Droits Humains :

- Diffusion et mise en œuvre des politiques éthiques et compliance du Groupe ;
- Suivi et contrôle des incidents éthiques ;
- Respect de la Politique de Vigilance - Droits humains et déploiement du Plan de Vigilance du Groupe ;
- Respect de la Politique de *due diligence* des partenaires dans le cadre des projets d'investissement.

Risques :

- Revue des risques réalisée selon la méthodologie ERM ;
- Gestion des risques et suivi de la mise en œuvre de plans d'actions pour les risques les plus importants.

3.2.7.3 L'association avec les parties prenantes

Parties prenantes internes

ENGIE présente et discute régulièrement du plan et de ses avancées avec les institutions représentatives du personnel lors de comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen. Les entités mènent également un dialogue social autour du devoir de vigilance. Cette démarche existe depuis l'adoption du premier plan de vigilance et constitue un point de contrôle interne.

Par ailleurs, le devoir de vigilance fait l'objet d'un dialogue social renforcé dans le cadre de l'Accord mondial d'ENGIE. Le "Forum mondial", instance de suivi de l'Accord, discute la mise en œuvre du plan de vigilance. Une réunion annuelle sur le projet de plan de vigilance se tient avec les fédérations syndicales internationales avant sa publication. Ces échanges assurent un suivi de la démarche de vigilance en concertation avec les partenaires sociaux.

Depuis plusieurs années, le Groupe renforce la culture du dialogue social à tous les niveaux de l'organisation (local, pays, européen, mondial) sur les sujets de conditions de travail incluant la santé-sécurité. De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.2.3 Conditions de travail et dialogue social.

Parties prenantes externes

ENGIE a adopté une politique "d'engagement avec les parties prenantes", composante des Politiques ESG du Groupe, pour prévenir et gérer les impacts droits humains, environnementaux ou sociétaux de ses activités. Cette politique est accessible sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2025-02/ENGIE - Politique Engagement Parties Prenantes.pdf. Des outils internes destinés aux entités opérationnelles déploient cette politique. Ces outils s'appuient sur les normes internationales comme l'ISO 26000 ou l'AA1000. L'engagement des parties prenantes couvre tout le cycle de vie des projets. Chaque site ou activité opérationnelle évalue annuellement son niveau de dialogue avec ses parties prenantes selon le référentiel Groupe. Ce référentiel se base sur la norme AA1000 de l'ONG Accountability, institution reconnue dans le domaine de la Durabilité. De plus amples informations sont disponibles dans la Section 3.1.3.5 Communautés affectées.

Le Groupe construit un dialogue avec ses parties prenantes. En 2021, ENGIE a créé un Comité de Dialogue avec ses parties prenantes et un forum de discussion (le forum Dialogue et Transition) pour accompagner les projets sensibles.

3.2.8 Compte-rendu de mise en œuvre

Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, cette section présente l'état d'avancement des mesures prévues dans le plan de vigilance du Groupe. Elle assure la transparence sur les actions engagées durant l'exercice écoulé, évalue leur efficacité, et identifie les difficultés rencontrées. Ce compte-rendu couvre :

- les mesures déployées pour prévenir les atteintes graves aux droits humains, à la santé et à la sécurité des personnes ainsi qu'à l'environnement ;
- les résultats des indicateurs de suivi mesurant l'efficacité des dispositifs ;
- les perspectives d'amélioration pour renforcer le dispositif de vigilance.

Cette section présente le compte-rendu de la démarche globale de vigilance. Les éléments de compte-rendu pour chaque démarche de vigilance sont détaillés dans les parties consacrées à chaque démarche.

Un compte rendu de la mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD et au Conseil d'Administration.

Comité de suivi transverse

En 2025, le comité de suivi transverse s'est réuni plusieurs fois et a notamment partagé des actions et bonnes pratiques.

Suivi du déploiement opérationnel du plan

Processus	Indicateurs	Résultats 2025
Rapport de conformité éthique annuel	Pourcentage d'entités déclarant avoir organisé un premier échange avec le comité de direction sur le plan de vigilance et sur la mise en œuvre du plan au niveau de l'entité	81,8%
	Pourcentage d'entités déclarant avoir organisé un premier échange avec les parties prenantes internes sur le plan de vigilance et sur la mise en œuvre du plan au niveau de l'entité	67,8%
	Pourcentage d'entités déclarant avoir mis en place des actions coordonnées avec les autres filières concernées par les sujets relevant du plan de vigilance	83,6%
Point de contrôle interne dédié (voir Section 2.3)	Pourcentage des entités ayant évalué le déploiement de la Politique de vigilance - droits humains et le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif (1)	88%
Évaluation des tiers (voir également Sections 3.2.5 et 3.2.4.2.3)	Pourcentage de partenaires de projets d'investissement Groupe faisant l'objet de due diligence incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance" par la filière éthique	100%
	Nombre de due diligence de premier niveau effectuées via les outils de due diligence déclaré par les Ethics & Compliance Officers et correspondants éthiques du Groupe	23 000

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne.

Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Il a été décidé d'inclure dans cette section l'ensemble des signalements reçus par le Groupe, soit via son dispositif d'alerte, soit via le dispositif Groupe de *reporting* managérial des incidents éthiques. En 2025, 423 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu et 506 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés dont 241 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
145	31	29	32	4

* *108 portent sur le thème du harcèlement moral et 37 sur le thème du harcèlement sexuel.*

Comme pour toutes les alertes, les alertes liées aux allégations de discrimination et de harcèlement sont traitées, et lorsque les faits sont avérés, des sanctions disciplinaires sont prises et des plans d'action déployés.

L'association avec les parties prenantes

En 2025, ENGIE a mené un dialogue social régulier sur le plan de vigilance au sein des instances du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen, et au niveau des entités. Le Groupe a également discuté sa mise en œuvre dans le cadre de l'Accord mondial, notamment lors du Forum mondial et d'une réunion annuelle avec les fédérations syndicales internationales.

Le Comité de Dialogue avec les parties prenantes s'est réuni en janvier 2025 sur le thème de la double matérialité dans le cadre de la mise en œuvre de la CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*).

3.2.9 Table de concordance devoir de vigilance

Catégories de risques visés par le plan de vigilance	Emplacement dans le DEU
Les risques liés aux droits humains	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3 “Informations sociales” • 3.1.4.1 “Éthique et conduite des affaires” • 3.1.4.3.2 “La sûreté des personnes, des sites et des informations” • 3.2.1 “La démarche de vigilance droits humains”
Les risques liés à la santé-sécurité des personnes	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3.2.6 “Santé et sécurité des salariés et intérimaires” • 3.1.3.3 “Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)” • 3.1.4.3.3 “Sécurité industrielle” • 3.2.2 “La démarche de vigilance santé-sécurité”
Les risques liés à l’environnement et au sociétal	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.2 “Informations environnementales” • 3.1.3 “Informations sociales” • 3.2.3 “La démarche de vigilance environnementale”
Les risques liés aux achats	• 3.1.1.4.2 “Impacts, risques et opportunités matériels” • 3.1.3.3 “Travailleurs de la chaîne de valeur (hors énergie)” • 3.1.3.4 “Travailleurs de la chaîne de valeur (énergie)” • 3.1.4.2 “Achats durables” • 3.2.4 “La démarche de vigilance achats”
Les risques ci-dessus	Section 2.2 “Facteurs de risque”



4

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance RFA **252**

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 252
4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration 275
4.1.3 Direction Générale 286

4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif RFA **287**

4.2.1 Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2025 (*say on pay ex-post*) 287
4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2025 301
4.2.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2026 (*say on pay ex-ante*) 302
4.2.4 Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2026 306
4.2.5 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 306
4.2.6 Attribution d'Actions de Performance 306

4.3 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise RFA **311**

4.3.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 311
4.3.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 311
4.3.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 311
4.3.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 312
4.3.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 316
4.3.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 317
4.3.7 Mandats des Commissaires aux comptes 317

4.4 Code de gouvernement d'entreprise RFA **317**

4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 318

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 d'Administration pour les parties relevant de leurs domaines d'activité et approuvé par le Conseil d'Administration dans sa séance du 25 février 2026.

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 d'Administration. Les évolutions dans la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 29 avril 2026 sont précisées à la Section 4.1.1.11. Ce rapport rappelle, à la Section 4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif, les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toutes natures accordés aux mandataires sociaux.

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 publié par l'Afep (Association française des entreprises privées) et le Medef (Mouvement des entreprises de France) (ci-après le "Code Afep-Medef" [1]), actualisé en décembre 2022 et consultable sur le site internet de l'Afep (https://www.lafep.org/publications/doc-code-de-gouvernement-dentreprise-des-societes-cotees/) et du Medef (https://www.medef.com/uploads/media/default/0020/01/14911-code-afep-medef-version-de-decembre-2022.pdf).

Des informations incluses dans ce Chapitre constituent des éléments qui sont également requis dans le cadre de l'établissement de l'état de durabilité selon les normes européennes de reporting de durabilité (*European Sustainability Reporting Standards* - ESRS) (voir Section 3.1 État de durabilité). Ils sont identifiés à l'aide d'un pictogramme **[ESRS 2 - GOV]** et présentés dans la table de concordance disponible à la Section 3.1.5 Annexes.

4.1 ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA GOUVERNANCE

DISSOCIATION DE LA PRÉSIDENCE ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

Le Conseil d'Administration d'ENGIE a fait le choix, en 2016, de dissocier les fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général afin de garantir un équilibre des pouvoirs conforme aux meilleures pratiques de gouvernance d'entreprise et de renforcer l'efficacité de la gouvernance du Groupe. Ce choix, confirmé dans le temps, vise ainsi à assurer une gouvernance solide, collégiale et pleinement adaptée aux enjeux stratégiques d'ENGIE.

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE est composé au minimum de trois Administrateurs. L'article 13 des statuts de la Société (www.engie.com/statuts-ENGIE) fixe le nombre maximum d'Administrateurs et prévoit que trois Administrateurs représentant les salariés (conformément aux articles L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce) et un Administrateur représentant les salariés actionnaires, soient désignés.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs arrivent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat et appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 14 membres dont :

- sept Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale conformément aux dispositions de l'article L. 225-18 du Code de commerce ;
- une Administratrice représentant l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, 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 ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés (conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) ;
- un Administrateur représentant les salariés actionnaires (conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) nommé par l'Assemblée Générale.

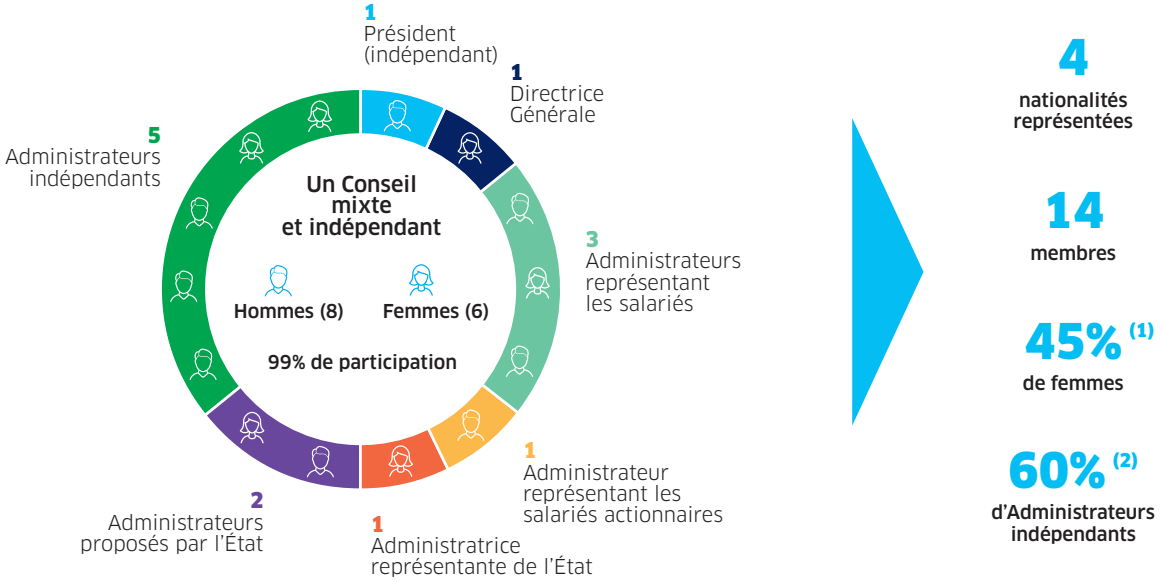
À noter qu'à la suite du vote des actionnaires lors de l'Assemblée Générale Mixte du 24 avril 2025, les Statuts d'ENGIE ont été modifiés afin de retenir une désignation des Administrateurs représentant les salariés par la ou les organisations syndicales les plus représentatives en France, conformément aux dispositions de l'article L.225-27-1 du Code de commerce. Cette modification tient également compte de la directive (UE) 2022/2381 du Parlement européen et du Conseil du 23 novembre 2022, relative à un meilleur équilibre entre les femmes et les hommes parmi les administrateurs des sociétés cotées.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.

Le Conseil d'Administration comprend six 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 60%, 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 (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. Cette procédure et l'appréciation du profil recherché sont conduites dans le respect de la politique de diversité et du processus de sélection d'un Administrateur (voir Sections 4.1.1.7 et 4.1.1.8) **[ESRS 2 - GOV-1].**

À la date du présent rapport, les principales caractéristiques de la composition du Conseil d'Administration sont les suivantes :



(1) Conformément à l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024 transposant la directive (UE) 2022/2381 dite "Women on Boards", l'appréciation de l'équilibre entre femmes et hommes au sein du Conseil d'Administration s'effectue désormais par collèges distincts. Le pourcentage de 45% se rapporte au collège des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale (incluant l'Administrateur représentant les salariés actionnaires), étant précisé qu'un second collège, composé des Administrateurs représentant les salariés, fait l'objet d'une appréciation distincte, avec un taux de représentation du sexe sous-représenté de 33%, compte tenu de la composition de ce collège qui comprend trois membres.

(2) Conformément aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du Code Afep-Medef, l'appréciation de la proportion d'administrateurs indépendants au sein du Conseil d'Administration est effectuée en excluant du décompte les Administrateurs représentant les salariés ainsi que les Administrateurs représentant les salariés actionnaires.

CHANGEMENTS INTERVENUS DANS LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DES COMITÉS AU COURS DE L'EXERCICE 2025

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Jacinthe Delage (24/04/2025)	Gildas Gouvazé (24/04/2025)	Catherine MacGregor (24/04/2025)
Comité d'Audit	-	-	-
CIT (1)	-	-	-
CNRG (2)	Jacinthe Delage (24/04/2025)	Gildas Gouvazé (24/04/2025)	-
CEEDD (3)	-	-	-

(1) Comité 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.

TABLEAU DE PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Prénom, nom, sexe [1] et âge		Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues [2]	Nombre de mandats dans d'autres sociétés cotées (hors ENGIE)	Administrateur indépendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil [3]	Participation à des comités du Conseil
Jean-Pierre Clamadieu H, 67 ans			50 000	2	•	18/05/2018	2026	7	Pdt du CIT CNRG [4]
Catherine MacGregor F, 53 ans			214 000	1	x	20/05/2021	2029	4	CNRG [4] CIT [4] CEEDD [4]
Fabrice Brégier H, 64 ans			2 500	2	•	03/05/2016	2028	9	CNRG
Marie-Claire Daveu F, 54 ans			3 500	1	•	21/04/2022	2026	3	Pdte du CEEDD
Michel Giannuzzi H, 61 ans			2 500	2	•	30/04/2024	2028	1	Comité d'Audit CNRG
Ross McInnes H, 71 ans			4 900	1	•	18/05/2018	2026	7	Pdt du Comité d'Audit CEEDD CIT
Marie-José Nadeau F, 72 ans			5 600	0	•	28/04/2015	2027	10	Pdte du CNRG Comité d'Audit CIT
Céline Fornaro F, 49 ans			0	3	x	14/03/2023	2027	2	Comité d'Audit CIT CNRG
Patrice Durand H, 72 ans			3 000	0	x	14/12/2016	2027	9	CIT
Lucie Muniesa F, 51 ans			0	0	x	26/04/2023	2027	2	CEEDD
Christophe Agogué H, 64 ans			125	0	NA	18/05/2018	2026	7	Comité d'Audit
Yoan Kosnar H, 50 ans			370	0	NA	21/04/2022	2026	3	CIT
Magali Viot F, 54 ans			39	0	NA	21/04/2022	2026	3	CEEDD
Gildas Gouvazé M, 45 ans			450	0	NA	24/04/2025	2029	0	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 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.

4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (7)



JEAN-PIERRE CLAMADIEU

Président du Conseil d'Administration

- **Président du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 67 ans

Nationalité : française

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 50 000 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
65-67, rue Jules Ferry
92250 La Garenne-Colombes

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il commence sa carrière dans l'Administration française, notamment au ministère de l'Industrie et comme conseiller technique du ministre du Travail.

En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc où il occupe plusieurs postes de direction. Il devient Directeur Général de Rhodia en 2003, puis Président-Directeur Général en 2008. Après le rapprochement entre Rhodia et Solvay, il est nommé en mai 2012 Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay, poste qu'il occupe jusqu'en 2019.

Le 18 mai 2018, il devient Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE, mandat renouvelé le 21 avril 2022. Il est également nommé le 8 octobre 2020 Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE, fonction renouvelée en 2025.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administrateur de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur d'Airbus [(1)] - membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, et Président du Comité Éthique, *Compliance* & Développement Durable
- Administrateur de TE Connectivity [(1)] – membre du Comité des Nominations, de Gouvernance et *Compliance*
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris
- Administrateur de France Industrie

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- *Vice Chairman* du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)
- Administrateur indépendant référent d'AXA [(1)] – Président du Comité de Rémunération, de Gouvernance et du Développement Durable (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction des grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(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 des Investissements et des Technologies**
- **Assiste sans être membre au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 53 ans

Nationalité : française

Première nomination : 20 mai 2021

Échéance du mandat : 2029

Actions détenues : 214 000 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
65-67, rue Jules Ferry
92250 La Garenne-Colombes

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.). Depuis 2023, Catherine MacGregor a rejoint le Conseil d'Administration de Microsoft en tant qu'Administratrice indépendante.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Vice-Présidente d'Eurelectric
- Administratrice de l'AFEP
- Administratrice et membre de l'Association française des entreprises pour l'environnement (EpE)
- Administratrice de MICROSOFT Corporation (1) (États-Unis) - Membre du Comité Environnemental, Social et de Politique publique. Présidente du Comité des Rémunérations
- Membre du Club des partenaires de Toulouse School of Economics

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de la Fondation ENGIE (jusqu'en 2023)
- Membre du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse) (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction des grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Social
- Digital/IA
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



FABRICE BRÉGIER

Administrateur

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 64 ans

Nationalité : française

Première nomination :
3 mai 2016

Échéance du mandat :
2028

Actions détenues :
2 500 actions

Adresse professionnelle :
SCOR
5, avenue Kléber
75795 Paris Cedex 16

Fabrice Brégier est diplômé de l'École polytechnique et Ingénieur en chef du Corps des mines. Il 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 comme conseiller auprès de différents ministres de 1989 à 1993, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense et devient Directeur Général de MBD/MBDA en 1998. Avant de rejoindre le Comité Exécutif d'Airbus en 2005, il est nommé Président et Directeur Général d'Eurocopter de 2003 à 2005. Fabrice Brégier a 20 ans d'expérience dans les domaines de l'aérospatiale et de la défense. Il a en effet effectué une grande partie de sa carrière professionnelle au sein du groupe Airbus en occupant successivement les postes de Directeur Général Délégué d'Airbus de 2006 à 2012, Président et Directeur Général d'Airbus de 2012 à 2017, et enfin Président d'Airbus Commercial Aircraft et Directeur des opérations d'Airbus Group de 2017 à 2018. Fabrice Brégier a été Président de Palantir France entre octobre 2018 et mai 2024. Il a été nommé Président du Conseil d'Administration de SCOR le 25 juin 2023.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Président du Conseil d'Administration de SCOR

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de SCOR [(1)] – Président du Comité Stratégique, Président du Comité de Gestion de Crise, membre du Comité des Comptes et de l'Audit et membre du Comité des Risques
- Administrateur de KK Wind Solutions (Danemark)
- Administrateur de Safran [(1)] – membre du Comité Innovation, Technologie et Climat

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Président de Palantir Technologies France (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- Finance
- Digital/IA
- Secteur de l'industrie

(1) Société cotée.



MARIE-CLAIRE DAVEU

Administratrice

- **Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 54 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues :

3 500 actions

Adresse professionnelle :
KERING
40, rue de Sèvres
75007 Paris

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 à l'écologie et au développement durable au cabinet du Premier ministre, puis en 2004, Directrice de Cabinet du ministre de l'Écologie et du Développement durable. En 2005, elle rejoint le Groupe Sanofi-Aventis, en tant que Directrice Développement Durable. En 2007, elle devient Directrice de Cabinet, d'abord au Secrétariat d'État à l'Écologie, puis au Secrétariat d'État chargé de la Prospective et du Développement numérique, et au ministère de l'Écologie, du Développement Durable, du Transport et du Logement. En 2012, elle rejoint le groupe Kering et est nommée Directrice du Développement Durable et des Relations Institutionnelles Internationales. Elle est membre du Comité Exécutif du Groupe.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice du Développement Durable et des relations institutionnelles internationales de Kering

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Crédit Agricole [(1)] - membre du Comité des Risques, membre du Comité des Rémunérations et membre du Comité de la Stratégie et de la Responsabilité Sociétale de l'Entreprise
- Membre du Conseil de Surveillance de la Compagnie du Ponant
- Administratrice d'Indosuez Wealth management

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice de Crédit Agricole CIB – membre du Comité des Rémunérations (jusqu'en 2020)
- Administratrice de SPAC Transition [(1)] (jusqu'en 2022)
- Administratrice d'Albioma [(1)] – Présidente du Comité de la Responsabilité Sociétale (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Digital/IA
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



MICHEL GIANNUZZI

Administrateur

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 61 ans

Nationalité : française

Première nomination : 30 avril 2024

Échéance du mandat : 2028

Actions détenues :

2 500 actions

Adresse professionnelle :
VERALLIA
31, place des Corolles
92400 Courbevoie

Michel Giannuzzi a été Président-Directeur Général de Verallia de 2017 à 2022. Depuis 2022, il est Président du Conseil d'Administration. Grâce au développement et au déploiement d'une stratégie fructueuse de création de valeur, il a mené avec succès l'introduction en bourse de Verallia sur le marché d'Euronext Paris en octobre 2019. Auparavant, il a exercé les fonctions de Président du Directoire de Tarkett, un leader mondial des solutions innovantes de revêtements de sol et de surfaces sportives, de 2007 à 2017. Au cours de son mandat, il a mené une stratégie de croissance rentable et durable, amenant à l'introduction en bourse de Tarkett sur le marché d'Euronext Paris en 2013. Précédemment, Michel Giannuzzi a occupé plusieurs postes de direction générale au sein des groupes Michelin et Valeo. Il est diplômé de l'École Polytechnique et de Harvard Business School.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

- Président du Conseil d'Administration de Verallia

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Verallia [(1)] - Président du Comité Stratégique et membre du Comité de Développement Durable
- Administrateur de Peugeot Invest [(1)] - Président du Comité de la Gouvernance, des Rémunérations et des Nominations et membre du Comité des Investissements
- Administrateur de Factory Mutual Insurance Company (FM Global) - membre du Comité d'Audit et membre du Comité des Rémunérations et du Développement de l'Organisation

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Président-Directeur Général de Verallia [(1)] (jusqu'en 2022)
- Administrateur de Kaufman & Broad [(1)] (jusqu'en 2024)
- Administrateur de Daher (jusqu'en 2025)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



ROSS MCINNES

Administrateur

- **Président du Comité d'Audit**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 71 ans

Nationalité : française et australienne

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 4 900 actions

Adresse professionnelle :
SAFRAN
2, boulevard du Général-Martial-Valin
75015 Paris

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. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de "personne qualifiée". Par ailleurs, Ross McInnes a été, de février 2015 à novembre 2024, 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 a été membre du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise. En octobre 2017, Ross McInnes a été 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. En décembre 2025, il est coopté en qualité d'administrateur de l'association Rexecode, institut privé d'études économiques au service de l'information économique et du développement des entreprises.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Président du Conseil d'Administration de Safran

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Safran [(1)]

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administrateur référent de Lectra [(1)] (jusqu'en 2025)
- Administrateur d'Eutelsat Communications [(1)] (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.



MARIE-JOSÉ NADEAU

Administratrice

- **Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité d'Audit**

Âge : 72 ans

Nationalité :
canadienne

Première nomination :
28 avril 2015

Échéance du mandat :
2027

Actions détenues :
5 600 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
65-67, rue Jules Ferry
92250 La Garenne-Colombes

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. Elle est Vice-Présidente du Conseil d'Administration d'Alto (anciennement Via HFR – Via TGF), une société canadienne chargée du développement et d'un réseau de trains à grande vitesse sur une distance de 1 000 km entre les villes de Québec et Toronto. En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction Advocatus Emeritus pour sa contribution à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Administratrice de sociétés

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice – Vice-Présidente de Via HFR – Via TGF (Canada)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis) (jusqu'en 2023)
- Administratrice de Trans Mountain Corporation (Canada) (jusqu'en 2024)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Secteur de l'énergie
- Secteur de l'industrie
- Expérience internationale

(1) Société cotée.

Administrateur représentant l'État, nommé par arrêté



CÉLINE FORNARO

Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté

- **Membre du Comité d'Audit**
- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 49 ans

Nationalité : française et italienne

Première nomination : 14 mars 2023

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle : Agence des participations de l'État 139, rue de Bercy 75572 Paris Cedex 12

Céline Fornaro est une ancienne élève de l'École nationale de l'aviation civile (promotion 1997) et diplômée du College of Aeronautics de Cranfield University (Royaume-Uni). Elle débute sa carrière en 2000 en tant que responsable marketing et produit dans la vente d'avions chez Embraer. En 2004, elle rejoint Bank of America Merrill Lynch, puis est promue en 2009 à la tête de l'équipe de recherche en Aéronautique, Défense et Satellites. En 2016, Céline Fornaro intègre UBS en tant que directrice de la recherche au pôle Industriel – aéronautique, biens d'équipements et énergies nouvelles. Ces expériences professionnelles lui ont permis d'acquérir une connaissance approfondie de la banque d'affaires, des secteurs de la finance, des biens d'équipements, de l'aéronautique et du transport, avec une vision globale des secteurs à moyen et long terme. Céline Fornaro, auparavant responsable du pôle Finance de l'Agence des participations de l'État (APE), est nommée, à compter du 1er octobre 2023, Directrice Générale Adjointe de l'APE.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice Générale Adjointe de l'Agence des Participations de l'État

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de Safran (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit et des Risques et membre du Comité des Nominations et des Rémunérations
- Administratrice d'Air France – KLM (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit, membre du Comité des Rémunérations et membre du Comité de Nomination et de Gouvernance
- Administratrice de la société Orange (1) en qualité de représentante de l'État – membre du Comité d'Audit et des Risques
- Membre de la *Chatham House*, The Royal Institute of International Affairs (Royaume-Uni)
- Membre de *The Royal Aeronautical Society* (Royaume-Uni)
- Membre de *Women on Boards* (Royaume-Uni)

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administratrice d'EDF (1) en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2022)
- Administratrice de la RATP en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2023)

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- ESG : Social et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale

(1) Société cotée.

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 des Investissements et des Technologies**

Âge : 72 ans

Nationalité : française

Première nomination : 14 décembre 2016

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues :

3 000 actions

Adresse professionnelle :
ENGIE
65-67, rue Jules Ferry
92250 La Garenne-Colombes

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'équipements 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 ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Néant

COMPÉTENCES CLEFS

- Administration et direction de grandes sociétés
- Finance
- Secteur de l'industrie
- Politiques publiques
- Expérience internationale



LUCIE MUNIESA

Administratrice nommée par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 51 ans

Nationalité : française

Première nomination : 26 avril 2023

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle :
PAPREC
128, boulevard Haussmann
75008 Paris

Ancienne élève de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique (Ensae), Lucie Muniesa a débuté sa carrière à l'Insee, avant d'être nommée adjointe au chef de bureau des Concentrations et Aides d'État à la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes en 2002. Elle a rejoint l'APE en 2004, en qualité d'adjointe aux chefs des bureaux sectoriels "Énergie, Chimie et autres participations" et "La Poste – France Telecom", avant d'être nommée Secrétaire Générale de l'APE en 2007. En 2010, Lucie Muniesa a rejoint Radio France, en qualité de Directrice Financière puis Directrice Générale Adjointe en charge des finances, achats, juridique et du développement des ressources propres, avant de devenir en 2014, Directrice, Secrétaire Générale adjointe du ministère de la Culture et de la Communication. En février 2016, Lucie Muniesa a été nommée Directrice Générale Adjointe de l'APE. De 2018 à 2020, elle est Directrice de Cabinet du ministre de la Culture puis, de 2020 à mars 2022, Directrice de cabinet du ministre délégué chargé du Commerce Extérieur et de l'Attractivité au ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Depuis avril 2022, elle a rejoint le groupe Paprec, leader français du recyclage et 2e opérateur de gestion de déchets en France, en tant que Directrice Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Directrice du Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles de Paprec

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

- Membre de la Commission de Surveillance de la Caisse des Dépôts et Consignations depuis 2024
- Membre du Comité des Parties Prenantes de la SNCF depuis 2024

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Néant

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Gouvernance
- Finance
- Politiques publiques

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 : 64 ans

Nationalité : française

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 125 actions

Adresse professionnelle :
GRDF
17, rue des Bretons
93210 Saint-Denis

Christophe Agogué est diplômé d'HEC avec une spécialisation financière. Il entre 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 philosophiques et sociologiques, romans et pièces de théâtre

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur de l'Association Œuvres d'Avenir (ODA) depuis 2025

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Administrateur d'ENGIE Rassembleurs d'Énergie (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Social et Gouvernance
- Finance
- Secteur de l'énergie



YOAN KOSNAR

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

- **Membre du Comité des Investissements et des Technologies**

Âge : 50 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 370 actions

Adresse professionnelle : ENGIE Énergie Services 65-67, rue Jules Ferry 92250 La Garenne-Colombes

Diplômé d'un BTS Gestion et maîtrise de l'eau, option assainissement, Yoan Kosnar a commencé sa carrière dans la maintenance et la 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 et membre du Comité européen d'entreprise ENGIE. Il est titulaire du Certificat d'Administrateur de Société délivré par Sciences Po Executive Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 63 (2023). Il est chargé de Mission à la Direction Juridique et Ethique au sein de la GBU LEI.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Néant

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

Au sein du périmètre d'ENGIE Energies Services SA

- Titulaire CSE sur le territoire Ouest et trésorier du CSE (jusqu'en 2022)
- Représentant Proximité (jusqu'en 2022)
- Titulaire CSE Central (jusqu'en 2022)
- Délégué Syndical établissement (jusqu'en 2022)
- Référent harcèlement/sexisme (jusqu'en 2022)

Au niveau du Groupe

- Titulaire Comité d'entreprise européen (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat, Social et Gouvernance
- Digital / IA
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques



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**

Magali Viot est salariée d'Elengy, détachée pour des mandats de représentation du personnel depuis début 2014. Diplômée d'un BAC, elle rejoint EDF-GDF en 1996 en tant que conseillère clientèle à la Direction Électricité Gaz Service (DEGS). En 2009, Magali Viot mène à bien une reconversion professionnelle en alternance et obtient un Certificat de Qualification 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.

Âge : 54 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 39 actions

Adresse professionnelle :
ELENGY
Zone portuaire,
BP 35 44550
Montoir-de-Bretagne

PRINCIPALES ACTIVITÉS EXERCÉES HORS DE LA SOCIÉTÉ

Néant

MANDATS ET FONCTIONS 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

- Membre du Comité stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques mandatée par la confédération CGT
- Membre du Comité de Dialogue Sectoriel Gaz de la Commission européenne, mandatée par la FNME CGT
- Administratrice de la CNIEG

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Titulaire CSE d'Elengy (jusqu'en 2022)
- Secrétaire CSE d'Elengy (jusqu'en 2021)
- Membre de la Commission Santé Sécurité Condition de travail (jusqu'en 2022)

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Environnement/climat et Social
- Secteur de l'énergie
- Politiques publiques

Administrateur nommé par l'Assemblée Générale sur proposition des salariés actionnaires



Âge : 45 ans

Nationalité : française

Première nomination : 24 avril 2025

Actions détenues : 450 actions

Adresse professionnelle : ENGIE 16, rue Pierre-Salies 31000 Toulouse

GILDAS GOUVAZE

Administrateur représentant les salariés actionnaires

- **Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Titulaire d'un Master 2 en droit social, Gildas Gouvazé a développé un parcours alliant expertise juridique et engagement social.

Entre 2023 et 2025, il a été représentant du CSE central au Conseil d'Administration d'ENGIE SA. Il a également exercé les fonctions de coordinateur syndical FO pour le Groupe ENGIE et de secrétaire adjoint du Comité d'entreprise européen.

Depuis mai 2025, il exerce les fonctions d'Administrateur représentant les salariés actionnaires et siège à ce titre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Il préside par ailleurs le Conseil de Surveillance de Link France et est membre du Conseil supérieur de l'énergie. En parallèle, il occupe le poste de Responsable Digital et Compétences au sein de la GBU *Sales & Energy Management*.

MANDATS ET FONCTIONS EN COURS

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Responsable Digital et Compétences au sein de la GBU *Sales & Energy Management*
- Président du Conseil de Surveillance de Link France
- Titulaire du CSE France Retail et titulaire du CSE Central d'ENGIE

Autres mandats et fonctions extérieurs au Groupe

- Secrétaire Général du syndicat EeFo
- Membre du Conseil supérieur de l'énergie

MANDATS AYANT EXPIRÉ AU COURS DES CINQ DERNIÈRES ANNÉES

- Représentant du CSE-C d'ENGIE au Conseil d'Administration d'ENGIE
- Coordinateur syndical FO groupe ENGIE
- Secrétaire adjoint du Comité d'Entreprise Européen groupe ENGIE
- Juge au Conseil des prud'hommes de Toulouse

COMPÉTENCES CLEFS

- ESG : Gouvernance et Social
- Digital/IA
- Secteur de l'énergie

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.

Sophie Mourlon, Directrice Générale Énergie-Climat au ministère de la Transition énergétique, a été nommée Commissaire du gouvernement par arrêté de la ministre de la Transition énergétique en date du 3 novembre 2023. Par le même arrêté, Alexandre Chevallier a été nommé Commissaire du gouvernement suppléant.

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. À la date de publication du présent Document d'enregistrement universel, Sabri Belhachmi assure cette fonction.

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 3.1.4 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées (articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce), l'article 4.7 du Règlement Intérieur (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. Il doit informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué. Dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, il s'abstient 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 du Conseil d'Administration ou du Comité Exécutif (Comex).

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice

Chaque année, avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, le Conseil d'Administration doit procéder, conformément à l'article 1.1.2 du Règlement Intérieur, 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 27 janvier 2026, puis par le Conseil d'Administration du 25 février 2026.

Ces instances ont examiné au cas par cas l'indépendance de chacun des Administrateurs au regard des critères du Code Afep-Medef auquel la Société se réfère.

Pour l'appréciation du caractère significatif ou non des liens d'affaires, le CNRG et le Conseil étudient l'importance de la relation d'affaires notamment au regard du chiffre d'affaires généré par le ou les contrats concernés, par rapport aux autres partenaires. Ils s'attachent également à analyser le pouvoir de décision que l'Administrateur aurait au sein de la société avec laquelle ENGIE aurait cette relation d'affaires.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Céline Fornaro, Administratrice représentant l'État, ainsi que Patrice Durand et Lucie Muniesa, Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ;
- Christophe Agogué, Yoan Kosnar et Magali Viot, Administrateurs représentant les salariés ; Gildas Gouvazé, Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, 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 À L'ARTICLE 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								
Michel Giannuzzi	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Céline Fornaro	NI								✗
Patrice Durand	NI								✗
Lucie Muniesa	NI								✗
Christophe Agogué	NI/NA (1)	✗							
Yoan Kosnar	NI/NA (1)	✗							
Magali Viot	NI/NA (1)	✗							
Gildas Gouvazé	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 est conforme aux dispositions de l'article L. 225-21 du Code de commerce et 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 au Groupe	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	•
Catherine MacGregor	1	•
Fabrice Brégier	2	•
Marie-Claire Daveu	1	•
Michel Giannuzzi	2	•
Ross McInnes	1	•
Marie-José Nadeau	0	•
Céline Fornaro	3	•
Patrice Durand	0	•
Lucie Muniesa	0	•
Christophe Agogué	0	•
Yoan Kosnar	0	•
Magali Viot	0	•
Gildas Gouvazé	0	•

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 du genre, de la nationalité, des qualifications et expériences professionnelles, ainsi que de l'âge de ses membres.

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 six femmes Administratrices sur 14 membres.

Il est rappelé que la directive (UE) 2022/2381 du Parlement européen et du Conseil du 23 novembre 2022, relative à un meilleur équilibre entre les femmes et les hommes parmi les administrateurs des sociétés cotées (dite "*Women on Boards*"), impose aux États membres de veiller à ce que les sociétés cotées soient soumises à des objectifs de parité devant être atteints au plus tard le 30 juin 2026. Cette directive a été transposée en droit français par l'ordonnance n° 2024-934 du 15 octobre 2024, laquelle prévoit une appréciation distincte de l'obligation de parité, d'une part au sein du collège des Administrateurs représentant les salariés et, d'autre part, au sein du collège des Administrateurs désignés par les actionnaires, (incluant l'Administrateur représentant les salariés actionnaires).

Ainsi, le collège des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale (incluant l'Administrateur représentant les salariés actionnaires) affiche un taux de représentation féminine de 45%, tandis que le collège des Administrateurs représentant les salariés présente un taux de représentation féminine de 33%, ce qui est conforme à l'exigence légale au regard de sa composition qui comprend trois membres.

ENGIE veille également à la diversité et à l'expérience internationale au sein de son Conseil d'Administration. Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, canadienne, italienne et française).

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.

En 2024, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du CNRG, de faire évoluer la matrice de compétences des Administrateurs afin de refléter au mieux les expertises dans les domaines considérés comme importants pour le Groupe.

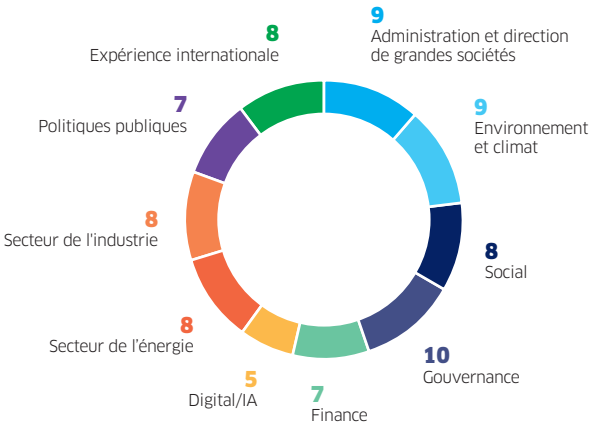
De plus, en matière d'Environnement, Social et Gouvernance (ESG), les compétences sont précisées pour chaque pilier, à savoir environnement/climat, social et gouvernance. Pour chaque Administrateur, ses compétences les plus pertinentes pour les besoins du Conseil d'Administration, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles, sont renseignées. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-après.

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend trois Administrateurs de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'Administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne soit pas supérieur au tiers des Administrateurs en fonction **[ESRS 2 - GOV-1].**

COMPÉTENCES INDIVIDUELLES CLEFS DES ADMINISTRATEURS

Liste des compétences	Administration et direction des grandes sociétés	ESG			Finance	Digital/ IA	Secteur de l'énergie	Secteur de l'industrie	Politiques publiques	Expérience internationale
		Environnement et climat	Social	Gouvernance						
Jean-Pierre Clamadieu	•	•	•	•			•	•	•	•
Catherine MacGregor	•	•	•			•	•	•		•
Fabrice Brégier	•				•	•		•		
Marie-Claire Daveu	•	•	•	•		•	•		•	•
Michel Giannuzzi	•	•		•	•			•		•
Ross McInnes	•	•		•	•			•		•
Marie-José Nadeau	•	•		•			•	•		•
Céline Fornaro	•		•	•	•			•	•	•
Patrice Durand	•				•			•	•	•
Lucie Muniesa		•		•	•				•	
Christophe Agogué			•	•	•		•			
Yoan Kosnar		•	•	•		•	•		•	
Magali Viot		•	•				•		•	
Gildas Gouvazé			•			•	•			
Proportion d'Administrateurs possédant les compétences	*64%*	*64%*	*57%*	*71%*	*50%*	*36%*	*57%*	*57%*	*50%*	*57%*

Sur 14 administrateurs au 31/12/2025



4.1.1.8 Processus de sélection d'un Administrateur

La procédure de sélection et de désignation des Administrateurs représentant les salariés, de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires et des Administrateurs nommés par ou sur proposition de l'État fait l'objet d'un cadre réglementaire et/ou statutaire précis qui est rappelé dans la Section 4.1.1.

Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef (article 18.2.1), le CNRG a mis en place une procédure de sélection des futurs membres du Conseil d'Administration. À cet égard, le CNRG a pour mission d'examiner toute candidature à un poste d'Administrateur devant être soumise à l'Assemblée Générale, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la diversité des profils, selon la politique de diversité des membres du Conseil d'Administration (voir Section 4.1.1.7). L'indépendance des candidats est aussi examinée selon les critères du Code Afep-Medef (voir Section 4.1.1.5). Le CNRG est ensuite chargé de formuler sur ces candidatures un avis et/ou une recommandation auprès du Conseil (article 5.3.2 du Règlement Intérieur).

La Présidente du CNRG, en coordination avec le Président du Conseil d'Administration, veille à la bonne conduite du processus de recherche et de sélection des nouveaux administrateurs.

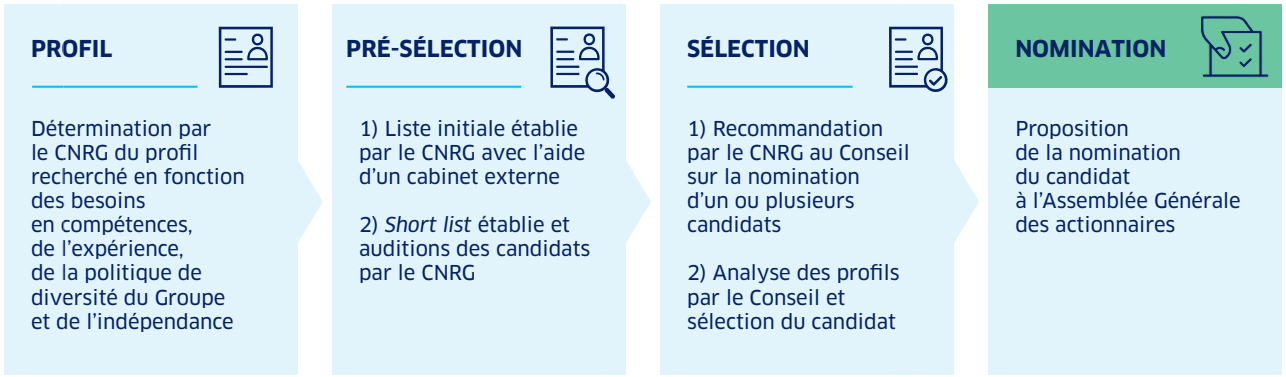
En 2025, le CNRG a consacré plusieurs séances à la préparation des plans de succession des administrateurs. Le Comité a décidé de recourir à un cabinet externe indépendant et spécialisé dans l'identification des futurs candidats pour le mandat d'administrateur des sociétés du CAC 40.

Une liste initiale de candidats est établie, suivie d'une liste restreinte (*short-list*) permettant de retenir les profils les plus adaptés.

En fin de processus, des auditions sont organisées afin de préparer une recommandation au Conseil d'Administration. Ces échanges, menés dans un esprit constructif et ouvert, permettent au CNRG de s'assurer que le candidat pressenti présente les qualités attendues, notamment en matière d'indépendance, de disponibilité et de motivation, au regard de la matrice de compétences ainsi que son adhésion aux valeurs et à la culture du Groupe.

À la suite de ces entretiens et après examens des différents profils, le CNRG sélectionne les candidats qui sont présentés au Conseil. Le Conseil analyse les différents profils et décide de soumettre certaines candidatures, en fonction des besoins, à l'approbation des actionnaires en Assemblée Générale.

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. Ces dispositions relatives notamment à la cooptation ne sont toutefois pas applicables en cas de vacance, pour quelque cause q e ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.



4.1.1.9 Formation des Administrateurs

Programme d'intégration et de formation des nouveaux membres du Conseil d'Administration

Chaque Administrateur peut bénéficier de formations nécessaires 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 4.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration d'ENGIE et de l'article 14 du Code Afep-Medef.

Le CNRG a adopté lors de sa séance du 30 novembre 2022, un programme d'intégration et de formation dont bénéficient, en principe dans les six mois suivant leur prise de fonction, les nouveaux membres du Conseil, 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 dispensées par des experts des différents métiers du Groupe. Le programme comprend aussi des formations sur des sujets transverses, dont l'ESG, et comprend des visites de sites choisis par l'entreprise, représentatifs de l'activité du Groupe.

Formation des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Le Conseil d'Administration a adopté, lors de sa séance du 1er août 2024, un programme de formation des Administrateurs représentant les salariés et l'Administrateur représentant les salariés actionnaires. Ce programme a été établi en application de l'article L. 225-30-2 du Code de commerce, de l'article 14 du Code Afep-Medef et de l'article 4.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration. Ce programme vise à acquérir ou perfectionner les connaissances et techniques nécessaires à l'exercice du mandat d'Administrateur. 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 du Groupe. Le Conseil d'Administration doit déterminer, après avis des Administrateurs concernés, le contenu du programme de formation pour la durée du mandat et le, ou les organismes chargés de dispenser la formation.

De manière générale, les formations dispensées aux Administrateurs salariés d'ENGIE, avec des intervenants internes ou externes, ont pour thématique : le rôle de l'Administrateur, la finance, la gouvernance, l'ESG, l'anglais. S'y ajoutent des formations pour l'ensemble des Administrateurs sur certains aspects stratégiques ou activités d'ENGIE.

Visites de sites

Des visites de sites de la Société sont proposées aux Administrateurs.

En 2025, les Administrateurs ont eu l'occasion de visiter plusieurs sites représentatifs des activités d'ENGIE. Ils se sont d'abord rendus sur le site de stockage de gaz de Gournay-sur-Aronde, engagé dans des études visant à limiter l'impact environnemental de son exploitation. Storengy, qui opère ce site, poursuit son ambition de stocker des gaz renouvelables, biométhane et hydrogène, dans ses stockages souterrains. Les Administrateurs ont ensuite visité le centre d'expertise de NaTran, regroupant des plateformes d'essais opérées pour vérifier l'intégrité des ouvrages et pour accélérer l'innovation autour du transport d'hydrogène et de CO_2. Enfin, ils ont découvert le site de production de biogaz du Vermandois exploité par ENGIE Bioz.

Ces visites ont permis aux Administrateurs d'appréhender concrètement les avancées du Groupe dans les technologies gaz bas carbone ainsi que les enjeux opérationnels associés.

Formation en matière d'ESG

En septembre 2024, les membres du Conseil ont bénéficié d'une formation spécifique sur la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), qui est la directive européenne définissant les standards et obligations pour les publications extra-financières des entreprises. L'état de durabilité fait l'objet d'une vérification obligatoire en assurance limitée depuis 2024 (publication dans le présent Document d'enregistrement universel) **[ESRS 2 - GOV-1]**.

Afin de consolider les acquis de la formation dispensée en 2024 et en fonction des évolutions réglementaires issues notamment du paquet Omnibus I et de la directive CS3D (*Corporate Sustainability Due Diligence Directive*), une formation pourrait être envisagée en 2026.

Réunions d'information

En 2025, les Administrateurs ont bénéficié d'une session d'information sur l'impact des énergies renouvelables sur l'équilibre des réseaux électriques ; besoins et solutions de flexibilité.

Sujets transverses en réunions du Conseil d'Administration

Parmi les sujets transverses abordés en réunions du Conseil d'Administration figurent notamment la présentation des activités de NaTran, celle de la Filière Achats, un point dédié à l'approvisionnement en gaz, un temps fort consacré aux dix ans de la marque, ainsi qu'une présentation des activités de GRDF.

4.1.1.10 Plan de succession des dirigeants mandataires sociaux

Le Conseil d'Administration d'ENGIE s'appuie sur le CNRG pour la préparation des plans de succession du Président et du Directeur Général (article 5.3.2 du Règlement Intérieur du Conseil). Ces derniers peuvent assister aux réunions du CNRG, à l'exception, respectivement, des réunions qui les concernent.

Le Règlement Intérieur du Conseil d'Administration (article 5) prévoit aussi que le Conseil peut créer des comités *ad hoc* temporaires, dont il fixe la composition et les attributions et qui exercent leur activité sous sa responsabilité. Tel peut notamment être le cas pour l'établissement d'un plan de succession des dirigeants mandataires sociaux, conformément aux recommandations figurant dans le Code Afep-Medef (article 18.2.2).

Le plan de succession de la Directrice Générale a été revu pour la dernière fois en 2024 à l'occasion du renouvellement de son mandat.

Pour ce qui concerne la succession du Président du Conseil d'Administration, en 2025, la Présidente du CNRG a proposé au Conseil d'Administration qui l'a approuvé, la création d'un comité *ad hoc*, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef et aux dispositions du Règlement Intérieur.

Ce comité *ad hoc* était chargé de conduire le processus relatif à la succession du Président.

Il était composé des membres actuels du CNRG et des deux présidents indépendants des deux autres comités, à savoir la Présidente du CEEDD et le Président du Comité d'audit. Le Président du Conseil n'y a pas participé.

La comité *ad hoc* a travaillé avec un cabinet externe indépendant et spécialisé dans l'identification des futurs candidats pour le mandat du Président du Conseil.

Lors de sa réunion du 23 janvier 2026, à l'issue de ses travaux et après avoir conduit des entretiens avec plusieurs candidats, le comité *ad hoc* a rendu ses conclusions et clôturé sa mission. Il a formulé un avis, présenté au CNRG, sur la base duquel ce dernier a émis une recommandation au Conseil d'Administration, permettant de finaliser le plan de succession du Président du Conseil d'Administration.

4.1.1.11 Évolution dans la composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa réunion du 25 février 2026, de proposer à la prochaine Assemblée Générale le renouvellement du mandat de Jean-Pierre Clamadieu comme Administrateur et de lui demander de poursuivre son mandat de Président du Conseil jusqu'à atteindre la limite d'âge prévue par les statuts, à l'issue de l'Assemblée Générale 2027, date à laquelle il cessera également ses fonctions d'Administrateur.

Conformément à la proposition du CNRG, le Conseil d'Administration nommera Michel Giannuzzi Vice-Président du Conseil d'Administration à l'issue de la prochaine Assemblée Générale. Il le nommera Président du Conseil à l'issue de l'Assemblée Générale 2027.

Le Conseil d'Administration proposera également à la prochaine Assemblée Générale le renouvellement des mandats de deux autres administrateurs : Marie-Claire Daveu et Ross McInnes.

En outre, les mandats des ARS arrivant à expiration à l'issue de la prochaine Assemblée Générale, les organisations syndicales ont, conformément au mode de désignation prévu par les Statuts (voir section 4.1.1), désigné trois successeurs, dont les mandats prendront effet à l'issue de cette Assemblée, en remplacement des ARS sortants.

Ainsi, à l'issue de l'Assemblée Générale du 29 avril 2026, et sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration sera composé de 14 membres.

4.1.1.12 Convocation de l'Assemblée Générale

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 25 février 2026, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 29 avril 2026, au Campus ENGIE - 67 rue Jules Ferry, 92250 La Garenne-Colombes.

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-2026).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.2.1 Organisation et Présidence

Organisation du Conseil d'Administration

Le **fonctionnement** du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation sont détaillées à l'article 3 du Règlement Intérieur. Ce dernier précise les modalités pratiques permettant d'assurer l'efficacité 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.

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.

Assistent également aux **réunions du Conseil d'Administration**, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité Social et Économique, qui disposent chacun d'une voix consultative, la Secrétaire Générale et la Secrétaire du Conseil d'Administration, le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats, ainsi que les Commissaires aux comptes.

Une fois par an, le Conseil procède à l'**évaluation** de son fonctionnement sous la direction du CNRG ; au moins tous les trois ans, une évaluation formalisée est réalisée avec l'aide d'un consultant externe (voir 4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration). En application de l'article 11.2 du Code Afep-Medef, l'évaluation a pour objectif de faire le point sur les modalités de fonctionnement du Conseil, de vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues et d'apprécier la contribution effective de chaque Administrateur aux travaux du Conseil.

La **Secrétaire du Conseil d'Administration** assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux des séances.

Sur proposition du CNRG du 20 février 2024, le Conseil d'Administration du 21 février 2024 a renforcé dans le Règlement Intérieur (article 4.2) l'obligation statutaire de détention par les Administrateurs d'actions de la Société : désormais chaque Administrateur doit détenir a minima 25% de sa rémunération annuelle en actions. L'Administrateur dispose d'un délai d'un an à compter de sa nomination pour acquérir ces actions. 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 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 et dans les biographies de chacun d'entre eux).

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 rencontrant et 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 2025 ci-après.

L'annexe du Règlement Intérieur (https://www.engie.com/statuts-ENGIE), qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société, au délit et manquement 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 actualisé en mars 2022, précise, pour ces Administrateurs, les conditions d'exercice de leur mandat.

Rôles et pouvoirs du Président du Conseil d'Administration

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 les statuts et 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 4.1.2.7 Échanges avec les actionnaires).

En concertation avec la Directrice Générale, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil ;
- de suivre la préparation et la mise en œuvre des plans de succession pour les membres du Comité Exécutif ;
- 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.

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 3.1.1 du Règlement Intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégialement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre.

Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce notamment les pouvoirs suivants **[ESRS 2 – GOV-1]** :

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.
ESG	• 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.

Partage des pouvoirs entre le Conseil d'Administration et la Directrice Générale

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 par ailleurs 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

9 réunions | **14** membres | **45%** de femmes | **60%** d'Administrateurs indépendants | **99%** de participation

Au cours de l'exercice 2025, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 9 reprises avec un taux moyen de participation de 99%. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2025 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 2025.

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. La Directrice Générale fait également un point sur la situation du Groupe.

SÉMINAIRE STRATÉGIQUE

Le Conseil a tenu son séminaire stratégique annuel en juin 2025. Durant ce séminaire, les Administrateurs ont notamment pu assister à une présentation de la stratégie aval du Groupe et une vue d'ensemble de la GBU *Supply & Energy Management (S&EM)*, suivie des leviers de croissance au sein de *S&EM*, avec un éclairage sur les dynamiques *BtoB* et la transformation du *BtoC*. Une séquence a également été dédiée d'une part, à la stratégie digitale et à l'intelligence artificielle (IA) au service de la performance opérationnelle d'ENGIE et d'autre part, à la stratégie datacenters du Groupe.

PRINCIPALES ACTIVITÉS EN 2025 [ESRS 2 – GOV-1]

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités	• mise en œuvre opérationnelle des orientations stratégiques ; • vision 2030 d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable ; • préparation et suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil.
Investissements et ventes d'actifs	• revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant une décision du Conseil.
Finance, audit et risques	• arrêté des comptes sociaux et consolidés, de la proposition d'affectation du résultat et du projet 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 ; • revue des risques 2025, notamment les risques de marché et le risque cybersécurité.
Gouvernance, nominations et rémunérations	• préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ; • indépendance des Administrateurs en exercice ; • nominations au Conseil d'Administration et au sein des comités du Conseil ; • évaluation du fonctionnement du Conseil et contributions individuelles des Administrateurs ; • politique d'actionnariat salarié ; • rémunération des mandataires sociaux ; • plans d'Actions de Performance ; • plan de succession du Président du Conseil d'Administration ; • politique de rémunération et plan de succession des cadres dirigeants.
ESG	• bilan annuel santé-sécurité ; • déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique.

SESSIONS EXÉCUTIVES

Des réunions à huis clos réunissant les Administrateurs n'ayant pas de fonctions exécutives se tiennent régulièrement avant le Conseil. Ces sessions, dites "exécutives", abordent divers sujets. Le Comité d'Audit et le CNRG sont systématiquement précédés ou suivis d'une réunion réservée aux membres, sans la présence du management.

4.1.2.4 Les comités

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité des Investissements et des Technologies (CIT) ;
- 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 les sujets et projets relatifs 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. Les comités rapportent 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 au cours de l'exercice 2025" sous la Section 4.1.1).

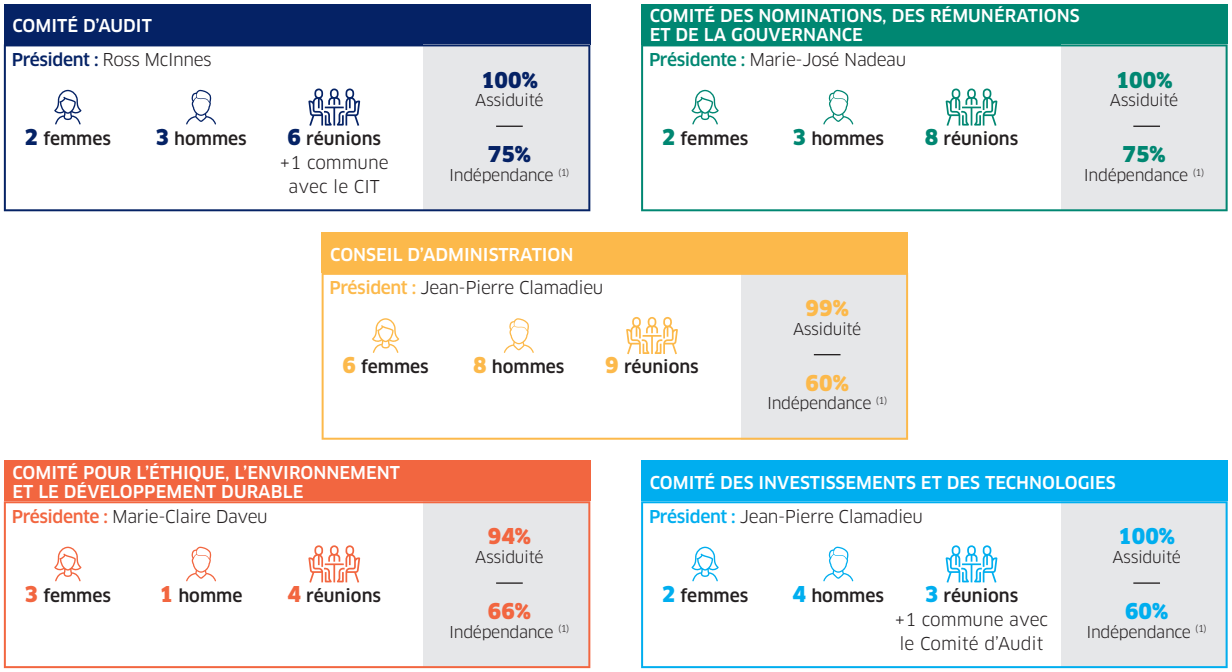
Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux 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.

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.

Les informations extra-financières et les enjeux ESG font l'objet d'un examen par les Administrateurs au sein du Comité d'Audit, du CIT et du CEEDD, dont les activités sont décrites ci-après. **[ESRS 2 - GOV-1 et GOV-2]**.

Au 31 décembre 2025



(1) Conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés et l'Administrateur représentant les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour déterminer la proportion d'indépendants au sein du Conseil et des comités.

Le Comité d'Audit

6 réunions

5 membres *(3 hommes et 2 femmes)*

75% d'Administrateurs indépendants

100% de participation

Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Christophe Agogué, Céline Fornaro, Michel Giannuzzi [(1)], Marie-José Nadeau [(1)].

Le Comité d'Audit s'est réuni à six reprises au cours de l'année 2025 avec un taux de participation de 100%.

Le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, ESG 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. En application de l'article 5.1.1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration, la Présidente du CEEDD est invitée à chaque réunion du Comité d'Audit qui traite du *reporting* sur l'information extra-financière.

Chaque réunion du Comité a été suivie d'une session exécutive.

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil d'Administration 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. Le Comité assure aussi le suivi du processus d'élaboration de l'information extra-financière. Il informe sans délai le Conseil d'Administration 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 48 heures minimum.

Conformément aux dispositions du Code Afep-Medef et compte tenu de leur parcours professionnel et de leurs formations académiques, les membres du Comité d'audit disposent des connaissances et de l'expertise nécessaires pour être considérés comme ayant des compétences financières et/ou comptables au sens de l'article L.821-67 du Code de commerce. Leur expérience cumulée leur permet d'appréhender de manière éclairée les enjeux financiers, les mécanismes comptables ainsi que les dispositifs de contrôle interne et d'audit que le Comité examine.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2025

Objets	Missions	Activités
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 2024 et au 30 juin 2025 (incluant l'examen des engagements "hors bilan" significatifs), les informations financières des 1er et 3e trimestres 2025 et les communiqués de presse correspondants en présence 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* ; • le Plan d'Affaire à Moyen Terme 2026-2028 ; • les frais de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ; • le projet de Document d'enregistrement universel 2024 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ; • la politique de dividende ; • 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.

(1) Administrateur indépendant.

Objets	Missions	Activités
Information extra-financière	• le suivi du processus de l'information extra financière ; • l'examen de la pertinence des principes et règles utilisés dans l'établissement de l'information extra financière ; • l'avis sur le projet de *reporting* ; • l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes ou tout membre du management sur le sujet du *reporting* extra financière.	• la préparation de la fin de mandat des Commissaires aux comptes pour l'audit de l'état de durabilité ; • la revue du programme de certification des informations en matière de durabilité des Commissaires aux comptes ; • la revue de l'état de durabilité 2024.
Gestion des risques	• le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; • la prise de connaissance, régulière, de la situation financière, de la situation de trésorerie, des engagements et risques significatifs du Groupe.	• la revue annuelle des risques ; • la revue des risques de marché et de crédit ; • la revue du risque cybersécurité.
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 annuelle du contrôle interne Groupe 2024 et les objectifs 2025 ; • la revue des rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2025 et 2026 (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 2024 des Commissaires aux comptes ; • la revue du rapport d'audit des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels et consolidés au 31 décembre 2024 ; • la revue du programme de travail 2025 à la suite de l'audition des Commissaires aux comptes ; • la préparation de la fin de mandats des Commissaires aux comptes.

Le Comité des Investissements et des Technologies

3 réunions
+1 commune avec le Comité d'Audit

6 membres
(4 hommes et 2 femmes)

60% d'Administrateurs indépendants

100% de participation

Le Comité des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu [(1)] (Président), Patrice Durand, Céline Fornaro, Yoan Kosnar, Ross McInnes [(1)] et Marie-José Nadeau [(1)].

La Directrice Générale assiste aux réunions du CIT.

Le CIT s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2025 (dont une réunion commune avec le Comité d'Audit), avec un taux de participation de 100%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2025

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 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 ; • des 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 ; • des points de suivi de l'actualité et des projets aux USA.
Réunion commune du Comité d'Audit et du CIT		• le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT)

(1) Administrateur indépendant.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

8 réunions

5 membres *(3 hommes et 2 femmes)*

75% d'Administrateurs indépendants

100% de participation

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau [(1)] (Présidente), Fabrice Brégier [(1)], Céline Fornaro, Michel Giannuzzi [(1)] et Gildas Gouvazé (depuis le 24 avril 2025).

Le Président du Conseil d'Administration 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 huit reprises au cours de l'année 2025, avec un taux de participation de 100%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2025

Objets	Missions	Activités
Nominations et Gouvernance	• l'examen de toute candidature à un poste d'Administrateur soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ; • l'assurance de la mise en œuvre d'une politique de non-discrimination et de diversité, de la part des dirigeants mandataires sociaux, au sein des instances dirigeantes ; • la direction, en lien avec le Président, 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 de la Société ; • l'examen 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 ; • 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 et l'indépendance des Administrateurs ; • l'évaluation du fonctionnement du Conseil ; • les plans de succession des cadres dirigeants et du Président ; • le suivi de la féminisation des instances dirigeantes ; • l'évolution des politiques de vote des proxys et des investisseurs et le résultat des *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil d'Administration ; • le plan d'actionnariat salarié Link 2025 ; • l'examen du mandat de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires ; • le programme de formation des Administrateurs pour 2025 ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2025 ; • la Section "Gouvernance" du rapport sur le Gouvernement d'entreprise (Chapitre 4 du projet de Document d'enregistrement universel 2024).
Rémunérations	• les recommandations sur la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ; • les recommandations sur l'enveloppe et la répartition de la rémunération des Administrateurs ; • l'information de la politique de rémunération des membres du Comité Exécutif ; • les recommandations sur les actions de performance attribuées aux membres du Comité Exécutif.	• 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 2025 ; • le plan d'Actions de Performance 2025 et le nouveau plan d'Actions de Performance au titre de 2026 ; • l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ; • les ratios d'équité ; • les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2025 ; • la Section "Rémunération" du rapport sur le Gouvernement d'entreprise (Chapitre 4 du projet de Document d'enregistrement universel 2024).

(1) Administrateur indépendant.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable [ESRS 2 – GOV-2]

4 réunions

4 membres *(1 homme et 3 femmes)*

66% d'Administrateurs indépendants

94% de participation

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) est composé de quatre membres : Marie-Claire Daveu [(1)] (Présidente), Ross McInnes [(1)], Lucie Muniesa et Magali Viot.

La Directrice Générale assiste aux réunions du CEEDD.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2025, avec un taux moyen de participation de 94%.

LES PRINCIPALES MISSIONS ET ACTIVITÉS EN 2025

Objets	Missions	Activités
Éthique et conformité	• 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 ; • la revue des risques identifiés en la matière et l'examen des éventuels manquements et des suites apportées ; • l'examen et l'avis sur le compte-rendu de la mise en œuvre effective du plan de vigilance.	• le rapport d'activité 2024 de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* ; • l'examen des sujets éthique et *compliance* significatifs ; • le suivi du plan de communication *One ENGIE, One Ethics* ; • la déclaration relative à l'esclavage moderne (réglementation britannique) ; • la revue du plan de vigilance (Chapitre 3 du projet de Document d'enregistrement universel 2024).
ESG	• la fixation des objectifs extra-financiers et la veille relative à la prise en compte des différents enjeux extra-financiers (environnement, social et gouvernance) dans la stratégie du Groupe ; • l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et l'avis sur la trajectoire CO_2 (PAMT CO_2) ; • la validation de la politique de *reporting* de l'information extra-financière dans le cadre notamment de la Directive CSRD.	• la performance ESG du Groupe ; • le bilan 2024 des objectifs ESG à horizon 2030 et les prévisions 2025-2027 ; • le *reporting* taxonomie ; • le PAMT CO_2 ; • la mise en œuvre de la Directive CSRD : revue de l'état de durabilité 2024 (Chapitre 3 du projet de Document d'enregistrement universel 2024), analyse du benchmark 2024, revue des lignes directrices de l'état de durabilité 2025 ; • le projet de résolution dite *Say on Climate* ; • la revue des critères ESG dans la politique de rémunération de la Directrice Générale.
Responsabilité sociale d'employeur	• l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ; • l'examen des indicateurs santé-sécurité et des plans d'actions, et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants.	• le bilan annuel santé-sécurité 2024 ; • l'avancement du plan santé-sécurité ENGIE *One Safety* et la mise en place du plan *No Mind At Risk* ; • la feuille de route 2025 en matière de santé-sécurité ; • la revue de chaque accident mortel ; • le bilan sur l'égalité professionnelle et salariale.

(1) Administrateur indépendant.

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, le règlement intérieur du Conseil (article 3.3.9) prévoit que "Le Conseil d'Administration procède annuellement à l'évaluation de sa composition, de son organisation et de son fonctionnement, sous la direction du CNRG, avec la participation du Président du Conseil. Cette évaluation est réalisée, au moins tous les 3 ans, avec l'aide d'un cabinet externe".

Le Conseil évalue ainsi périodiquement son fonctionnement et celui de ses comités afin d'identifier d'éventuelles mesures permettant une amélioration de son fonctionnement, la qualité des délibérations, et, globalement, la contribution du Conseil à la performance durable de l'organisation.

Le tableau ci-dessous rappelle les axes de progrès relevés lors de l'évaluation 2024 et présente les actions mises en œuvre en 2025 :

Axes d'amélioration relevés en 2024	Actions mises en œuvre en 2025
L'introduction aux agendas de sujets pour réflexion notamment en matière d'intelligence artificielle et de stockage d'énergie	Des sujets transverses sont venus enrichir l'ordre du jour des séances du Conseil : l'approvisionnement en gaz, présentation d'entités régulées telles que NaTran et GRDF, présentation de la filière achats du Groupe, présentation des 10 ans de la marque ENGIE. Une réunion d'information a en outre porté sur la flexibilité et l'impact des énergies renouvelables sur l'équilibre des réseaux électriques, les besoins et les solutions de flexibilités. Lors du séminaire stratégique tenu en juin 2025, les administrateurs ont participé à une séance dédiée à la stratégie digitale et l'IA, suivie de la stratégie des datacenters. Ils ont aussi eu l'occasion de visiter un site de Storengy.
L'anticipation des questions de successions	Un Comité *ad hoc* a été constitué pour établir la succession du Président du Conseil. La composition du Conseil d'Administration a fait l'objet de plusieurs séances du CNRG et a été présentée en séance du Conseil.
La mise en place d'interventions extérieures pour des sujets spécifiques, notamment en matière géopolitique	L'impact de la situation aux États-Unis du fait de la réforme de l'*Inflation Reduction Act* et de l'augmentation des droits de douane a été présenté aux administrateurs lors de plusieurs séances du Conseil. Les administrateurs ont pu bénéficier d'une présentation d'un expert sur les systèmes énergétiques, les marchés et la réglementation au Royaume-Uni, ainsi que les perspectives de croissance dans ce pays.
La poursuite des échanges avec le Comex et les responsables clefs du Groupe	Des dîners en présence du Comex et des talents du Groupe ont eu lieu deux fois dans l'année. Le séminaire stratégique constitue également un moment privilégié d'échanges directs entre le Conseil et le Comex.

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités en 2025 s'inscrit dans le prolongement des évaluations menées les années précédentes. Elle a permis notamment de suivre les axes de progrès identifiés lors de la précédente évaluation réalisée en 2024.

Tous les administrateurs ont répondu à un questionnaire en ligne. Les réponses ont été collectées par un cabinet externe afin d'en garantir l'anonymisation. Une synthèse de l'évaluation a été faite lors de la séance du CNRG du 27 janvier 2026 puis lors de la séance du Conseil d'Administration du 25 février 2026.

CNRG du 04/11/2025 et Conseil du 05/11/2025	Mi-novembre 2025	Début décembre 2025	CNRG du 27/01/2026 et Conseil du 25/02/2026
Présentation au CNRG du process d'évaluation + mandat donné par le Conseil au CNRG pour mener cette évaluation	Questionnaire validé avec la Présidente du CNRG et le Président du Conseil + mise en ligne du questionnaire pour les Administrateurs	Date limite pour répondre au questionnaire	• Restitution de l'évaluation du Conseil au CNRG • Soumissions des recommandations du CNRG au Conseil pour validation en vue de leur publication dans le Document d'enregistrement universel 2025

Cette évaluation fait suite à une évaluation interne en 2024 et à une évaluation formalisée avec la tenue d'entretiens individuels menés par un cabinet externe en 2023.

L'évaluation réalisée en 2025 a porté sur les sujets suivants :

- travaux du Conseil et des comités ;
- composition du Conseil ;
- tenues des réunions, organisation et fonctionnement ;
- relation avec le management ;
- préparation du futur.

Les résultats de l'évaluation sont largement positifs, s'agissant notamment de l'équilibre entre les thématiques abordées au Conseil, du séminaire stratégique, de la conduite des débats et des relations avec le management. Les administrateurs sont également satisfaits de leur propre contribution aux travaux du Conseil.

Les actions envisagées pour 2026 sont :

- poursuivre les travaux sur les plans de succession (Président du Conseil, Directrice Générale et Directeurs Généraux Adjoints) ;
- renforcer la restitution des travaux des comités en Conseil, notamment s'agissant des risques ;
- accroître la place des sujets RH et sociaux dans les débats du Conseil, notamment pour les projets de transformation ;
- poursuivre l'approfondissement des thématiques stratégiques prospectives (géopolitique, recherche et innovation, IA et digitalisation, concurrence) ;
- fluidifier la transmission des dossiers ;
- systématiser les *Executive Sessions* [1] en fin de Conseil pour traiter les sujets les plus sensibles.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2025

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor	100%				
Fabrice Brégier	100%			100%	
Marie-Claire Daveu	100%				100%
Michel Giannuzzi	100%	100%		100%	
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%	100%	
Céline Fornaro	100%	100%	100%	100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Lucie Muniesa	89%				75%
Christophe Agogué	100%	100%			
Yoan Kosnar	100%		100%		
Magali Viot	100%				100%
Jacinthe Delage [1]	100%			100%	
Gildas Gouvazé [2]	100%			100%	
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**99%**	**100%**	**100%**	**100%**	**94%**

(1) Jusqu'au 24 avril 2025.
(2) Depuis le 24 avril 2025.

4.1.2.7 Échanges avec les actionnaires

Le Président du Conseil échange régulièrement avec les actionnaires individuels lors de divers événements et rencontres, qu'ils soient physiques ou virtuels :

- en amont de l'Assemblée Générale 2025, le Président a invité à une session d'échanges le Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les représentants des actionnaires salariés ainsi que les principales associations et fédérations d'actionnaires individuels ;
- lors de l'Assemblée Générale, le Président a ouvert une séance de questions/réponses avec les actionnaires présents en salle et les internautes suivant l'événement à distance. Depuis trois ans, un temps spécifique de dialogue est consacré aux sujets de stratégie climatique ;
- au cours de l'année 2025, le Président a dialogué avec les actionnaires notamment avec le collectif "femmes et investissement" au siège d'ENGIE et a participé à la 2e édition du Sommet de l'Investisseur diffusé sur internet.

Le Président soutient également les initiatives d'ENGIE en faveur du dialogue actionnarial : les réunions d'actionnaires individuels qui ont eu lieu à Toulouse et à Bordeaux, la présence d'ENGIE à Investir Day, à Paris Investor Week et à VFB Happening à Gand (Belgique), les visites de sites, les rencontres avec les experts et les projets en faveur de l'éducation financière.

Par ailleurs, chaque année, le Président échange 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.

(1) Réunion tenue à huis clos, immédiatement après la réunion du Conseil d'Administration, en l'absence de la direction exécutive.

4.1.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assurée depuis le 1er janvier 2021 par Catherine MacGregor. Son mandat de Directrice Générale a été reconduit par le Conseil d'Administration à l'issue de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025, pour la durée de son mandat d'Administratrice, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

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 4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration).

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 dans les limites des pouvoirs conférés à la Direction Générale, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe.

Au 31 décembre 2025, le Comex était composé des 10 membres suivants :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Renewable & Flex Power* ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge de la Data, du Digital & de l'IT, de la Stratégie et de la Recherche & Innovation ;
- **Jean-Sébastien Blanc**, Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et d'ENGIE HQ ;
- **Frank Lacroix**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Local Energy Infrastructures* ;
- **Julia Maris**, Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, incluant : Gouvernance, Juridique & Éthique, Sûreté, Affaires publiques, Communication & Marque, ainsi que la Fondation ENGIE ;
- **Edouard Neviaski**, Directeur Général Adjoint en charge de la GBU *Supply & Energy Management* ;
- **Cécile Prévieu**, Directrice Générale Adjointe en charge de la GBU *Networks* ;
- **Pierre-François Riolacci,** Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de l'ESG et des Achats ;
- **Thierry Saegeman**, Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies, du nucléaire et de Tractebel.

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 a également la charge de porter la transformation du Groupe au plus près des géographies **[ESRS 2 - GOV-1].**

Politique de mixité femmes/hommes au sein des instances dirigeantes

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, le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société, soit ENGIE. 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 91 000 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 comptait, au 31 décembre 2025, 10 membres, dont trois femmes (30%) et quatre nationalités. Sur proposition de la Direction Générale, le Conseil d'Administration a fixé pour objectif que le Comex comprenne au moins 40% de femmes et au moins 40% d'hommes à horizon 2026.

Au 1er janvier 2026, l'OPCOM est composé de 71 membres, dont 28 femmes (39,4%, soit une progression de plus de cinq points en un an). Il réunit 22 nationalités.

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 595 personnes, dont 42,4% 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.

4.2 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

La rémunération des 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.

4.2.1 Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2025 *(say on pay ex-post)*

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.

4.2.1.1 Rémunération du Président du Conseil d'Administration

La structure de la rémunération 2025 du Président du Conseil d'Administration est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.2.3.1 du Document d'enregistrement universel 2024 et préalablement approuvée par l'Assemblée Générale des actionnaires du 24 avril 2025.

Au titre de son mandat de Président du Conseil, Jean-Pierre Clamadieu a perçu une rémunération forfaitaire fixe annuelle. Il ne perçoit pas de rémunération variable, ni de rémunération en raison de sa participation aux travaux du Conseil et de ses comités. Il a bénéficié d'une couverture prévoyance et d'une couverture des frais de santé et a, par ailleurs, bénéficié à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

Rémunération annuelle fixe au titre de 2025

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

Rémunération variable 2025

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle.

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune Action de Performance (AP) au titre de 2025, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de dispositif d'intéressement à long terme.

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.

Prévoyance et frais de santé

Jean-Pierre Clamadieu bénéficie 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 (voir Section 4.5).

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Jean-Pierre Clamadieu, en tant qu'Administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.2 Rémunération de la Directrice Générale

À l'issue de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 ayant approuvé le renouvellement du mandat d'administratrice de Catherine MacGregor, le Conseil d'administration a confirmé celle-ci dans ses fonctions de Directeur Général. À l'occasion de ce renouvellement, le Conseil a estimé pertinent de réexaminer les conditions de sa rémunération, en tenant compte notamment de l'amélioration significative de la performance du Groupe depuis sa prise de fonctions, ainsi que des analyses menées sur les pratiques de marché et le positionnement de la rémunération du Directeur Général au regard de celles-ci.

L'Assemblée Générale a approuvé la proposition d'évolution de la politique de rémunération du Directeur Général. Les éléments présentés ci-dessous constituent la stricte mise en œuvre de cette politique.

La structure de la rémunération 2025 du Directeur Général est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.2.3.2 du Document d'enregistrement universel 2024, approuvée par l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

Elle est composée d'une rémunération forfaitaire fixe annuelle, d'une rémunération variable annuelle et d'un dispositif d'intéressement long terme (sous forme d'attribution d'Actions de Performance). Elle bénéficie de régimes de prévoyance et de retraite et, par ailleurs, bénéficie à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

DÉTAIL DE LA RÉMUNÉRATION DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE

FIXE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

1 150 000 €

VARIABLE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

CRITÈRES FINANCIERS
65%
Taux de réussite : 128,6%

16,25% *Free cash flow*
Taux de réussite : 150%

16,25% EBIT
Taux de réussite : 106,2%

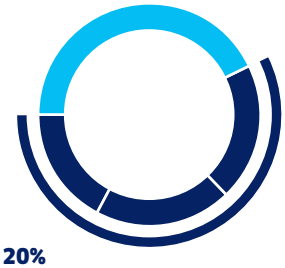


16,25% Résultat net récurent Part du Groupe
Taux de réussite : 108,3%

16,25% Dette nette économique
Taux de réussite : 150%

CRITÈRES EXTRA-FINANCIERS
35%
Taux de réussite : 118,6%

15% Objectifs stratégiques et opérationnels
Taux de réussite : 140%



20%
Critères ESG :
- Amélioration de la performance sécurité (7%)
  Taux de réussite : 100%
- Émissions de GES [1] liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités (7%)
  Taux de réussite : 150%
- Taux de féminisation des cadres recrutés (6%)
  Taux de réussite : 50%

Montant à verser au titre de 2025 : 1 582 515 €
Montant maximum : 150% de la part variable annuelle cible

INCITATION LONG TERME
(ACTIONS DE PERFORMANCE)

ACTIONS DE PERFORMANCE ACQUISES EN 2028

35% Évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) sur 3 ans vs indice Eurostoxx Utilities

35% ROACE



30%
Critères ESG à fin 2027 [2] :
- Émissions de GES sur l'ensemble du bilan carbone (15%)
- Capacités renouvelables installées (5%)
- Part des femmes parmi les cadres du Groupe (10%)

Attribution à la cible équivalente à 180% du fixe annuel en valorisation comptable. Le taux de réussite pourrait atteindre 120% au maximum.

(1) Gaz à effet de serre.
(2) En ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030.

Rémunération annuelle fixe au titre de 2025

La rémunération annuelle fixe de Catherine MacGregor, Directrice Générale, s'est élevée à 1 150 000 euros.

Rémunération variable 2025 [ESRS 2 – GOV-3]

Afin de renforcer le lien entre performance et rémunération, la structure de la rémunération variable annuelle cible de la Directrice Générale au titre de 2025 versée en 2026 a été revue. Le montant cible de rémunération variable s'élève à 1 265 000 euros correspondant à 110% de sa rémunération fixe pour un taux d'atteinte de 100% des objectifs ; cette rémunération variable est plafonnée à 1 897 500 euros soit 150% de la part variable annuelle. 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 (16,25%), l'EBIT (16,25%), le *free cash-flow* (16,25%) et la dette nette économique (16,25%). Les objectifs cibles financiers pour 2025 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 26 février 2025.

Pour la partie extra-financière, en cohérence avec la raison d'être statutaire d'ENGIE, la part de critères quantifiables ESG dans la rémunération de la Directrice Générale a été augmentée, passant de 10,5% à 20% du total de la rémunération variable annuelle. La part des objectifs stratégiques et opérationnels, qui sont des objectifs qualitatifs, a été réduite et est passée de 24,5% à 15%. Parmi les objectifs extra-financiers figurent :

- les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (15%) : l'exécution du plan de transformation, la réussite des objectifs business et la mise en œuvre de projets digitaux ;
- les critères Environnement, Social et Gouvernance (ESG) quantifiables (20%) :
  - le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail (7%),
  - les émissions de GES (7%) dont le scope d'analyse a été élargi, en sus de la production d'énergie, aux ventes de commodités ; les objectifs sont en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030,
  - le taux de féminisation de 38% des cadres recrutés (6%).

Lors de sa séance du 25 février 2026, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG, constaté les taux de réussite figurant dans le tableau ci-après. Le versement de la rémunération variable au titre de l'exercice 2025 est conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 29 avril 2026.

	Pondération	Taux de versement (base 100%)	Appréciation du Conseil
PERFORMANCE FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUANTIFIABLES :			Pesant pour 65% de la rémunération variable annuelle
RNRpg	16,25%	108,3%	Le Conseil d'Administration a constaté que les objectifs ont été dépassés : • le RNRpg ressort à 4 896 M€, supérieur à l'objectif 2025 de 4 738 M€, le taux d'atteinte est de 108,3% ; • l'EBIT ressort à 9 471 M€, supérieur à l'objectif 2025 de 9 240 M€, le taux d'atteinte est de 106,2% ; • le FCF ressort à 10 960 M€, supérieur à l'objectif 2025 de 9 690 M€, le plafond de 150% est atteint ; • la dette nette économique ressort à 45 175 M€ ; l'objectif 2025 était de 50 166 M€, le plafond de 150% est atteint.
EBIT	16,25%	106,2%	
FCF	16,25%	150%	
Dette nette économique	16,25%	150%	
Sous-total	**65%**	**128,6%**	**Pouvant aller de 0% à 150%**
PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUALITATIFS ET QUANTIFIABLES :			Pesant pour 35% de la rémunération variable annuelle
Objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (Critères qualitatifs) • Exécution du plan de transformation • Réussite des objectifs business • Mise en œuvre des projets digitaux	15%	140%	Le Conseil d'Administration a évalué l'atteinte à 140%, considérant que les objectifs avaient été dépassés. Les éléments suivants ont notamment été considérés : • l'exécution du plan de transformation s'est poursuivie, dans un contexte géopolitique et économique complexe ; en particulier, les plans d'action de performance opérationnelle et des fonctions support ont été renforcés et un recentrage géographique des activités LEI a été initié ; • les objectifs business ont été remplis ; plusieurs réalisations notables ont été relevées comme l'intégration des activités *Renewable & Flex Power*, la croissance du Groupe dans les réseaux électriques portée par la mise en oeuvre de sa stratégie de développement dans ce secteur (incluant les travaux préparatoires du projet d'acquisition de UKPN en 2026), ou la finalisation de l'accord relatif aux activités nucléaires en Belgique ; • l'année 2025 a été marquée par la réussite d'étapes importantes dans la transformation digitale et le déploiement de projets à fort impact basés sur l'IA.
Critères ESG (Critères quantifiables)	20%	102,5%	Ces objectifs sont des objectifs quantitatifs.
Dont : • Taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail (7%)	7%	100%	S'agissant de l'objectif d'amélioration de la performance sécurité, le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail s'établit à 1,7 pour un objectif de 1,7 ; le taux d'atteinte est de 100%. La protection de la santé-sécurité des personnes qui travaillent pour le Groupe constitue une priorité absolue. Pour atteindre ses objectifs dans ce domaine, le Groupe a mis en place une série de politiques et d'actions disponibles dans la Section 3.1.3.2.6.
Dont : • Émissions de GES (7%) dont le scope d'analyse inclut la production d'énergie et les ventes de commodités	7%	150%	Sur le climat, le Groupe a émis 119 Mt CO_2 pour une cible de 135 Mt CO_2 ; le taux d'atteinte est de 150%. ENGIE reconnait la menace que représente le changement climatique et le rapport 1.5°C du GIEC. La maîtrise des émissions de gaz à effet de serre (GES) est un enjeu majeur pour le Groupe. ENGIE s'est fixé des objectifs quantitatifs de réduction d'émissions compatibles avec l'Accord de Paris ; le Groupe s'est ainsi engagé, en mai 2021, sur l'objectif Net Zéro Carbone à l'horizon 2045, pour l'ensemble de ses émissions directes et indirectes. Le plan d'actions détaillées d'atténuation du changement climatique est présenté dans la Section 3.1.2.1.4 pour l'atténuation et la Section 3.1.2.1.5 pour l'adaptation.
Dont : • Taux de féminisation de 38% des cadres recrutés (6%)	6%	50%	S'agissant de l'indicateur diversité, parmi les cadres recrutés en 2025, 37% sont des femmes, pour un objectif de 38% ; le taux d'atteinte est de 50%. ENGIE est engagé dans la promotion de la diversité et de l'inclusion afin de créer un environnement de travail permettant à chacun d'être respecté et valorisé, indépendamment de ses singularités, de ses compétences ou de son parcours. ENGIE a en particulier fixé des cibles quantitatives liées à l'emploi des femmes ; ainsi, le Groupe s'est fixé pour objectif d'atteindre à l'horizon 2030 un taux de 40% à 60% de femmes au sein de sa population de cadres (femmes managers).
Sous-total	**35%**	**118,6%**	**Pouvant aller de 0% à 150%**
TOTAL PART VARIABLE AU TITRE DE 2025	**100%**	**125,1%**	
TOTAL À VERSER *(EN EUROS)*	**100%**	**1 582 515 €**	**SOIT L'ÉQUIVALENT DE 137,6% DE LA RÉMUNÉRATION FIXE DE RÉFÉRENCE DE 1 150 000 €**

Rémunération incitative à long terme (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.

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'Actions de Performance (AP) en lieu et place des Unités de Performance dont elle bénéficiait précédemment, a permis 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.

Attribution 2025

Sur recommandation du CNRG, le Conseil d'Administration du 26 février 2025 a attribué à la Directrice Générale, conformément à la délégation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024 aux termes de sa 28e résolution, des actions de performance dont le montant à la cible correspond à 180% de la rémunération annuelle fixe en valorisation comptable (application de la norme IFRS 2), soit 192 567 actions de performance. Le nombre d'actions définitivement acquis, à l'issue du plan, pourra aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, soit 231 080 actions de performance au maximum.

Régimes de retraite

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. Le montant de la cotisation au titre de 2025 s'élève à 30 144 euros.

Prévoyance et frais de santé

La Directrice Générale bénéficie 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.

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Catherine MacGregor, en tant qu'Administratrice, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Catherine MacGregor, Directrice Générale, et la Société ou une société du Groupe.

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 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice Générale 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.

S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social :

- pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ;
- pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire".

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 comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si la Directrice Générale fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Catherine MacGregor bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.2.1.3 Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2025

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

	2025		2024	
En euros	Montants attribués au titre de 2025	Montants versés en 2025	Montants attribués au titre de 2024	Montants versés en 2024
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	1 996	1 996	3 487	3 487
TOTAL	**451 996**	**451 996**	**453 487**	**453 487**

	2025		2024	
En euros	Montants attribués au titre de 2025	Montants versés en 2025	Montants attribués au titre de 2024	Montants versés en 2024
Catherine MacGregor *Directrice Générale*				
Rémunération fixe	1 150 000	1 150 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	1 582 515	1 312 000	1 312 000	1 305 000
Abondement dédié à la retraite	683 129	578 000	578 000	576 250
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération variable pluriannuelle au titre des Unités de Performance attribuées en 2021 (1)	0	0	0	1 775 364
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	6 192	6 192	6 192	6 192
TOTAL	**3 421 836**	**3 046 192**	**2 896 192**	**4 662 806**

(1) Voir tableau Récapitulatif des rémunérations variables pluriannuelles (autres que les actions de performance) de chaque dirigeant mandataire social exécutif du Document d'enregistrement universel 2024 pour le détail relatif aux unités de performance attribuées à Catherine MacGregor en 2021 et acquises et exercées en 2024.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET DES OPTIONS E ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

En euros	2025	2024
Jean-Pierre Clamadieu *Président*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	451 996	453 487
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	**451 996**	**453 487**

En euros	2025	2024
Catherine MacGregor *Directrice Générale*		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	3 421 836	2 896 192
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	2 070 000 (1)	1 364 400
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	**5 491 836**	**4 260 592**

(1) Conformément à la politique de rémunération 2025, l'attribution à la cible de la Directrice Générale est de 180% du salaire de base en valorisation comptable (application de la norme IFRS 2). Les Actions de Performance attribuées au titre de 2025 ont été valorisées à 10,75 euros l'action selon la norme IFRS 2.

TABLEAU RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS VARIABLES PLURIANNUELLES (AUTRES QUE LES ACTIONS DE PERFORMANCE) DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL EXÉCUTIF

	2022	2023 à 2025
Jean-Pierre Clamadieu *Président*		
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant

	2022	2023 à 2025
Catherine MacGregor *Directrice Générale*		
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant

Tableau récapitulatif des contrats 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	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)

4.2.1.4 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2025 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires (*ex-post*)

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale du 29 avril 2026 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2025 ou attribués au titre de l'exercice 2025 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 2025 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale.

4.2.1.4.1 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2025 ou attribués au titre de l'exercice 2025 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2025	Montants attribués au titre de l'exercice 2025	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.
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	1 996 €	1 996 €	Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.4.2 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2025 ou attribués au titre de l'exercice 2025 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2025	Montants attribués au titre de l'exercice 2025	Commentaires
Rémunération fixe	1 150 000 €	1 150 000 €	La rémunération fixe de Catherine MacGregor a été fixée à 1 150 000 €.
Rémunération variable annuelle	1 312 000 €	1 582 515 €	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2026 au titre de 2025 s'élève à 110% de la rémunération fixe (1 265 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 150% de la rémunération variable annuelle cible (1 897 500 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 (16,25%), l'EBIT (16,25%), le *free cash-flow* (16,25%) et la dette nette économique (16,25%). Les objectifs cibles financiers pour 2025 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 26 février 2025. Pour la **partie extra-financière**, figurent : • les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (15%) : l'exécution du plan de transformation, la réussite des objectifs business et la mise en œuvre de projets digitaux ; • des critères ESG quantifiables (20%) : • le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail (7%), • les émissions de GES liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités (7%), • un taux de féminisation de 38% des cadres recrutés (6%). Lors de sa séance du 25 février 2026, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG : • constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 128,6% (décomposé comme suit : RNRpg : 108,3% ; EBIT : 106,2% ; *free cash-flow* : 150% ; dette nette économique : 150%) ; • établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 118,6% (décomposé comme suit : objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe : 140% ; amélioration de la performance sécurité : 100% ; émissions de GES liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités : 150% ; taux de féminisation de 38% des cadres recrutés : 50%). Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 125,1%, soit un montant de 1 582 515 euros. Ce montant de part variable au titre de 2025 ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 29 avril 2026.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle au titre de 2025.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Valorisation : 2 070 000 €	Catherine MacGregor a bénéficié, au titre de 2025, de l'attribution de 192 567 Actions de Performance à la cible pouvant aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, soit 231 080 actions de performance au maximum (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.2.1.2), soit 0,009% du capital social au 26 février 2025.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2025	Montants attribués au titre de l'exercice 2025	Commentaires
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 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause. En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice Générale, 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. S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social : • pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ; • pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'Administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire". 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 comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.
Régimes de retraite supplémentaire	578 000 €	683 129 €	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 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. Au titre de 2025, cet abondement s'élève à 683 129 euros et sera versé en 2026 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 29 avril 2026.
Avantages de toute nature	6 192 €	6 192 €	Catherine MacGregor a bénéficié d'un véhicule de fonction.

DÉTAIL DU TAUX D'ATTEINTE DES ACTIONS DE PERFORMANCE ATTRIBUÉES AU TITRE DE L'EXERCICE 2022

Au titre de l'exercice 2022, Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 Actions de Performance (AP) dont l'acquisition définitive était fixée au 15 mars 2025, sous réserve de sa présence le 14 mars 2025 et de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables identiques aux conditions fixées pour l'ensemble des autres bénéficiaires au sein du Groupe (voir détail en Section 4.2.6). Lors de sa séance du 26 février 2025, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance associées à ces AP s'élève à 90%, soit une acquisition de 108 000 AP pour la Directrice Générale. Les actions acquises sont assorties d'une période de conservation d'un an, soit jusqu'au 14 mars 2026 inclus.

	Pondération	Taux de réussite	Appréciation du Conseil
PERFORMANCE FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUANTIFIABLES :	**PESANT POUR 80% DE LA RÉMUNÉRATION VARIABLE LONG TERME**		
Croissance du RNRpg sur deux ans par rapport à un panel de référence [1]	25%	0%	La croissance est de 8%, inférieure au seuil fixé à 31%, le taux de réussite est donc de 0%.
Évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) [2] sur trois ans par rapport à ce même panel [1]	25%	120%	La performance du titre ENGIE (TSR) est supérieure à celle du panel à hauteur de 39,53 points ; l'atteinte de l'indicateur est supérieure au maximum de 20 points et le taux de réussite est donc de 120%.
Retour sur capitaux employés (ROCE renommé ROACE)	30%	120%	L'atterrissage du ROACE est de 11%, supérieur au maximum fixé à 9,6%, le taux de réussite est donc de 120%
Sous-total	**80%**	**66%**	**Pouvant aller de 0% à 96%**
PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE [3] COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUANTIFIABLES :	**PESANT POUR 20% DE LA RÉMUNÉRATION VARIABLE LONG TERME**		
Réduction des émissions de GES de la production d'énergie	10%	120%	La réduction est de -16,9 Mt CO_2eq ; le maximum était fixé à – 4,6 Mt CO_2eq, le taux de réussite est donc de 120%.
Augmentation de la part des capacités renouvelables	5%	120%	L'augmentation est de +8,6 points, supérieure au maximum fixé à +8,4 points, le taux de réussite est donc de 120%.
Augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre	5%	120%	L'augmentation est de +3,1 points, identique au maximum fixé à +3,1 points, le taux de réussite est donc de 120%.
Sous-total	**20%**	**24%**	**Pouvant aller de 0% à 24%**
TOTAL PART VARIABLE LONG TERME ACQUISE EN 2025	**100%**	**90%**	
NOMBRE D'ACTIONS ACQUISES	**N.A.**	**108 000**	

(1) Détail du panel : EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.
(2) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.
(3) Les objectifs cibles étaient ceux à fin 2024 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030.

DÉTAIL DU TAUX D'ATTEINTE DES ACTIONS DE PERFORMANCE ATTRIBUÉES AU TITRE DE L'EXERCICE 2023

Au titre de l'exercice 2023, Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 Actions de Performance (AP) dont l'acquisition définitive était fixée au 15 mars 2026, sous réserve de sa présence le 14 mars 2026 et de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables identiques aux conditions fixées pour l'ensemble des autres bénéficiaires au sein du Groupe (voir détail en Section 4.2.6). Lors de sa séance du 25 février 2026, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance associées à ces AP s'élève à 87%, soit une acquisition de 104 400 AP pour la Directrice Générale. Les actions acquises sont assorties d'une période de conservation d'un an, soit jusqu'au 14 mars 2027 inclus.

	Pondération	Taux de réussite	Appréciation du Conseil
PERFORMANCE FINANCIÈRE COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUANTIFIABLES :	**PESANT POUR 80% DE LA RÉMUNÉRATION VARIABLE LONG TERME**		
Croissance du RNRpg sur deux ans par rapport à un panel de référence (1)	25%	0%	La croissance est de -19,9%, inférieure au seuil fixé à 2,8%, le taux de réussite est donc de 0%.
Évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) (2) sur trois ans par rapport à ce même panel (1)	25%	120%	La performance du titre ENGIE (TSR) est supérieure à celle du panel à hauteur de 49,92 points ; l'atteinte de l'indicateur est supérieure au maximum de 20 points et le taux de réussite est donc de 120%.
Retour sur capitaux employés (ROCE renommé ROACE)	30%	112,9%	L'atterrissage du ROACE est de 9,6%, supérieur à la cible fixée à 8,5%, le taux de réussite est de 112,9%.
Sous-total	**80%**	**63,9%**	**Pouvant aller de 0% à 96%**
PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE (3) COMPOSÉE COMME SUIT, SUR LA BASE DE CRITÈRES QUANTIFIABLES :	**PESANT POUR 20% DE LA RÉMUNÉRATION VARIABLE LONG TERME**		
Réduction des émissions de GES de la production d'énergie	10%	120%	La réduction est de -14,6 Mt CO_2eq ; le maximum était fixé à -8,7 Mt CO_2eq, le taux de réussite est donc de 120%.
Augmentation de la part des capacités renouvelables et batteries dans les capacités installées (4)	5%	120%	L'augmentation est de +14,4 points, égale au maximum fixé, le taux de réussite est donc de 120%.
Augmentation de la proportion de femmes dans le statut cadre	5%	102%	L'augmentation est de +3,2 points, supérieure à la cible de +3,1 points, le taux de réussite est de 102%.
Sous-total	**20%**	**23,1%**	**Pouvant aller de 0% à 24%**
TOTAL PART VARIABLE LONG TERME ACQUISE EN 2026	**100%**	**87%**	
NOMBRE D'ACTIONS ACQUISES	**N.A.**	**104 400**	

(1) Détail du panel : EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE.
(2) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.
(3) Les objectifs cibles étaient ceux à fin 2025 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030.
(4) Le nom et le calcul du taux de réussite de cet indicateur intègrent les effets des décisions stratégiques prises au cours de la période d'acquisition du plan, à savoir l'accélération du Groupe dans le stockage par batteries, afin d'accompagner le développement des énergies renouvelables.

4.2.1.5 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 lignes directrices publiées par l'Afep en février 2021. Ils sont effectués par fonction : 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 (rémunération fixe + éléments variables) CDI+CDD dénombrés en Équivalent Temps Plein hors alternants. A partir de 2022, une modification de périmètre importante est à noter, EQUANS n'étant plus inclus dans les données présentées.

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 d'une base de données unique recensant les 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 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	2021	2022 [2]	2023	2024	2025
Rémunération de la **Fonction Président :**	450 000	451 826	453 652	453 487	451 996
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	0,4%	0,4%	0,0%	-0,3%
INFORMATIONS SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA SOCIÉTÉ COTÉE – NON REPRÉSENTATIVE AU SENS DE L'ACTIVITÉ ET DU NOMBRE DE SALARIÉS					
Rémunération moyenne des salariés	77 142	80 849	89 842	88 414	90 049
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	5%	11%	-2%	2%
Rémunération médiane des salariés	66 967	67 673	68 068	67 235	70 439
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	48 278	56 997	61 009	61 182	64 708
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	18%	7%	0%	6%
Rémunération médiane des salariés					
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	9,3	7,9	7,4	7,4	7,0
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-3%	-15%	-6%	0%	-6%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-			
PERFORMANCE DE LA SOCIÉTÉ					
EBIT excluant Nuke	5 175	8 019	9 479	8 893	8 757
Évolution brute par rapport à l'exercice précédent	12,4%	55,0%	18,2%	-6,2%	-1,5%
Évolution organique par rapport à l'exercice précédent	n.c.	n.c.	18,3%	-5,6%	2,2%
ROACE [3]	8,90%	12,60%	11,60%	11,00%	9,60%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	63%	42%	-8%	-5%	-13%
RNRpg *(en milliards d'euros)*	3,20	5,22	5,37	5,53	4,90
Évolution par rapport à l'exercice précédent	85%	65%	3%	3%	-11%

(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.
(3) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

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	2021	2022 [2]	2023	2024	2025
Rémunération de la **Fonction DG :** Catherine MacGregor a été nommée le 1er janvier 2021.	2 608 350	3 169 992	3 331 392	3 675 592	4 538 192
Évolution par rapport à l'exercice précédent	103%	22%	5%	10%	23%
INFORMATIONS SUR LE PÉRIMÈTRE DE LA SOCIÉTÉ COTÉE – NON REPRÉSENTATIVE AU SENS DE L'ACTIVITÉ ET DU NOMBRE DE SALARIÉS					
Rémunération moyenne des salariés	77 142	80 849	89 842	88 414	90 049
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	5%	11%	-2%	2%
Rémunération médiane des salariés	66 967	67 673	68 068	67 235	70 439
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	48 278	56 997	61 009	61 182	64 708
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	18%	7%	0%	6%
Rémunération médiane des salariés					
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	54,0	55,6	54,6	60,1	70,1
Évolution par rapport à l'exercice précédent	97%	3%	-2%	10%	17%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	
PERFORMANCE DE LA SOCIÉTÉ					
EBIT excluant Nuke	5 175	8 019	9 479	8 893	8 757
Évolution brute par rapport à l'exercice précédent	12,4%	55,0%	18,2%	-6,2%	-1,5%
Évolution organique par rapport à l'exercice précédent	n.c.	n.c.	18,3%	-5,6%	2,2%
ROACE [3]	8,90%	12,60%	11,60%	11,00%	9,60%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	63%	42%	-8%	-5%	-13%
RNRpg *(en milliards d'euros)*	3,20	5,22	5,37	5,53	4,90
Évolution par rapport à l'exercice précédent	85%	65%	3%	3%	-11%

(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.
(3) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

Remarque : conformément aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021, les rémunérations variables pluriannuelles comme les Unités de Performance sont valorisées et prises en compte dans le calcul du ratio d'équité l'année de l'attribution (valorisation IFRS).

4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2025

Les rémunérations des Administrateurs ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 29 avril 2026, 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, soit 1,6 million d'euros approuvé par l'Assemblée Générale d'avril 2024, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Il est aussi rappelé que le Président du Conseil d'Administration et la Directrice Générale ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'Administrateur.

Les règles de répartition appliquées sont celles approuvées par l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 et sont présentées ci-après.

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
CIT	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	30 520 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.

4.2.2.1 Rémunération des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été attribué, au titre de l'exercice 2025, 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 attribuée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre dudit exercice.

En euros	**Exercice 2025 [1]**	**Exercice 2024 [1]**
Fabrice Brégier	100 650	100 650 [2]
Marie-Claire Daveu	112 200	112 200 [2]
Patrice Durand [3]	85 553	85 553 [2][4]
Michel Giannuzzi	130 650	95 036 [2]
Ross McInnes	189 200	189 200 [2]
Lucie Muniesa [3]	75 982	75 982 [2][4]
Marie-José Nadeau	211 934	203 867 [5]
Lord Peter Ricketts of Shortlands [6]	-	32 553 [5]
TOTAL	**906 169**	**895 041**

(1) La rémunération des Administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné.
(2) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux.
(3) Administrateur du secteur privé nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État.
(4) Nomination proposée par l'État, à ce titre ces Administrateurs ne perçoivent que 85% de la rémunération. Les 15% restant sont versés à l'État.
(5) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France.
(6) Fin de mandat à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 - rémunéré au prorata temporis.

4.2.2.2 Rémunération de l'Administrateur représentant l'État et des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

L'Administratrice représentante de l'État, Céline Fornaro, en sa qualité d'agent public, 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 2024, 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. La rémunération qui est attribuée au titre de son mandat s'élève à 154 000 euros et a été directement versée au budget de l'État.

Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à savoir Patrice Durand et Lucie Muniesa, 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). Le solde de 15% du montant de leurs rémunérations s'élève à un total de 28 507 euros et a été versé au budget de l'État.

Compte tenu de ce qui précède, la rémunération des Administrateurs correspondant à ces mandats, soit la somme totale de 182 507 euros, a été versée directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.2.2.3 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 n'ont perçu aucune rémunération (rémunération à raison du mandat d'Administrateur) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'Administrateur.

Il s'agit de Christophe Agogué, Jacinthe Delage, Gildas Gouvazé, Yoan Kosnar et Magali Viot.

4.2.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2026 (*say on pay ex-ante*)

Pour la détermination des rémunérations et avantages consentis aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs, le Conseil d'Administration se réfère, notamment, aux recommandations du Code Afep-Medef. Ainsi, le Conseil d'Administration veille à ce que la politique de rémunération respecte les principes d'exhaustivité, d'équilibre, de comparabilité, de cohérence, de transparence et de mesure, et prenne en compte les pratiques de marché.

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 29 avril 2026 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 5.3.1 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 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 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.

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.

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. Pour rappel, l'Assemblée Générale du 24 avril 2025 a approuvé la politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration à 99,62% et de la Directrice Générale à 93,44%.

4.2.3.1 Politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2026

La rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2026 reste inchangée par rapport à 2025.

Rémunération annuelle fixe

Pour l'exercice 2026, la rémunération fixe du Président du Conseil demeure inchangée à 450 000 euros.

Rémunération variable

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Rémunération incitative long terme (Actions de Performance)

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Régime de retraite

Le Président du Conseil ne bénéficiera pas d'un régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions.

Prévoyance et frais de santé

Le Président du Conseil 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.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Président du Conseil, en tant qu'Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre le Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

Le Président du Conseil bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.3.2 Politique de rémunération du Directeur Général au titre de 2026

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

FIXE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

1 150 000 €

VARIABLE ANNUEL
(NUMÉRAIRE)

CRITÈRES FINANCIERS
65%

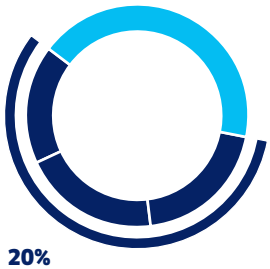
16,25% *Free cash flow*
16,25% EBIT



16,25% Résultat net récurent Part du Groupe
16,25% Dette nette économique

CRITÈRES EXTRA-FINANCIERS
35%

15% Objectifs stratégiques et opérationnels



20%
Critères ESG :
- Amélioration de la performance sécurité (7%)
- Émissions de GES liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités (7%)
- Taux de féminisation des cadres recrutés (6%)

Montant maximum : 150% de la part variable annuelle cible

INCITATION LONG TERME
(ACTIONS DE PERFORMANCE)

ACTIONS DE PERFORMANCE ACQUISES EN 2029

35% Évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) sur 3 ans vs indice Eurostoxx Utilities

35% ROACE



30%
Critères ESG à fin 2028 (1) :
- Émissions de GES sur l'ensemble du bilan carbone (15%)
- Capacités renouvelables et de stockage installées (5%)
- Part des femmes parmi les cadres du Groupe (10%)

Attribution à la cible équivalente à 180% du fixe annuel en valorisation comptable. Le taux de réussite pourrait atteindre 120% au maximum.

(1) En ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030.

Rémunération annuelle fixe

La rémunération annuelle fixe du Directeur Général s'élève à 1 150 000 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 marché de référence. 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.

Rémunération variable annuelle

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 110% de la rémunération fixe (1 265 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 150% de la part variable cible (1 897 500 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 ESG 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* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2026 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2026.

[ESRS 2 – GOV-3] La **partie extra-financière** a trait à l'avancée du travail sur les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe et à des critères ESG quantifiables.

Dans les objectifs stratégiques et opérationnels figurent :

- des objectifs relatifs à la stratégie et au business ;
- des objectifs relatifs à la transformation et à l'industrialisation ;
- des objectifs relatifs aux ressources humaines et à l'organisation.

Dans les critères ESG figurent :

- le taux de fréquence des accidents avec arrêt de travail (7%) ;
- les émissions de GES liées à la production d'énergie et aux ventes de commodités (7%) ;
- un taux de féminisation de 39% des cadres recrutés (6%).

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

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 ESG 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 2 300 000 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 2025, la Directrice Générale détenait 214 000 actions ENGIE.

Le montant cible valorisé et attribué au Directeur Général est fixé à 180% de la rémunération annuelle fixe en valorisation comptable (application de la norme IFRS2). Le nombre d'actions définitivement acquis à l'issue du plan pourra aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, sans compensation de la performance d'un critère par un autre.

Dans le cadre du plan d'Actions de Performance attribué au titre de 2025, et conformément à l'autorisation donnée par l'Assemblée Générale du 30 avril 2024, le Conseil d'Administration du 26 février 2025 a décidé, sur proposition du CNRG, d'attribuer au profit du Directeur Général des actions de performance dont le montant à la cible correspond à 180% de la rémunération annuelle fixe en valorisation comptable (application de la norme IFRS 2), soit 109 003 actions de performance. Le nombre d'actions définitivement acquis à l'issue du plan pourra aller jusqu'à 120% en cas de surperformance, soit 130 803 actions de performance au maximum, sans compensation de la performance d'un critère par un autre.

L'acquisition définitive de la totalité des actions allouées est subordonnée à une condition de présence, jusqu'au 14 mars 2029 inclus, ainsi qu'aux conditions de performance définies ci-après.

Conditions de performance

L'acquisition définitive de la totalité des actions allouées au titre de 2026 est subordonnée aux conditions de performance définies ci-après :

Conditions de performance financières, comptant pour 70% du total des conditions de performance et relatives à :

- l'évolution du TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à l'indice Eurostoxx Utilities (comptant pour 35% du total des conditions de performance). L'observation du TSR sur la période de trois ans se fera, au départ, avec un cours de référence correspondant à la moyenne de l'indice et du cours d'ENGIE pendant une période définie de plusieurs semaines précédant le premier jour du mois de l'attribution et de la même manière trois ans après ;
- la moyenne des ROACE (*Return On Average Capital Employed*) annuels cibles figurant au Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) sur les trois années du plan (comptant pour 35% du total des conditions de performance).

[ESRS 2 – GOV-3] Conditions de performance extra-financières exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 30% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir :

- les émissions de GES sur l'ensemble du bilan carbone (15%) ;
- les capacités renouvelables et de stockage installées (5%) ;
- la part des femmes parmi les managers du Groupe (10%).

Les objectifs cibles sont ceux prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030.

Ce plan, ces conditions de performance et leur pondération soutiennent la mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE sur le long-terme, tant sur le plan financier qu'extra-financier.

Taux de réussite

Pour chaque condition de performance, sont définis un seuil, en dessous duquel le taux de réussite est de 0%, une cible à laquelle le taux de réussite est de 100% et un plafond auquel est associé un taux de réussite de 120%. La progression entre les bornes est linéaire.

Le taux de réussite de chaque critère peut ainsi aller de 0% à 120%, sans compensation possible de la performance d'un critère avec la sous-performance d'un autre ; le taux de réussite global peut donc aller de 0% à 120%. Le nombre d'actions peut ainsi aller de 0 à 120% du nombre cible attribué.

Le taux de réussite relatif au **TSR** est de :

- 0% pour un résultat inférieur à celui de l'indice ;
- 75% pour un résultat égal à celui de l'indice (seuil) ;
- 100% pour un résultat égal à 105% de l'indice (cible) ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'indice (plafond).

Le taux de réussite relatif au **ROACE** est :

- égal à zéro pour un résultat inférieur ou égal au seuil ;
- 100% pour un résultat égal à la cible ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur au plafond.

S'agissant des **conditions de performance extra-financières**, les pentes suivent les mêmes règles que celles appliquées au ROACE.

Pour l'indicateur du ROACE et les conditions de performance extra-financière, le Conseil définit 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.

Ajustement exceptionnel

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 que 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 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 feraient l'objet d'une communication.

L'application de ces ajustements exceptionnels, le cas échéant, sera conditionnée à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires.

Régimes de retraite

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.

Prévoyance et frais de santé

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.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Directeur Général, s'il est Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Dispositifs liés à la cessation du mandat de Directeur Général

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 12 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.

S'agissant des actions de performance non encore acquises, en cas de rupture du mandat social :

- pour cause de retraite, invalidité, décès, les droits en cours d'acquisition seront maintenus ;
- pour toute autre cause de départ, le principe sera la perte de l'intégralité des droits en cours d'acquisition, sauf décision contraire du Conseil d'Administration. Cette possibilité est conforme à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef selon lequel "le conseil peut prévoir lors de leur attribution une stipulation l'autorisant à statuer sur le maintien ou non des plans de rémunérations de long terme non encore acquis, des options non encore levées ou des actions non encore acquises au moment du départ du bénéficiaire".

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef seront 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 comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si le Directeur Général fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Le Directeur Général bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.4 Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2026

Enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs

L'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024 a fixé à 1,6 million le montant de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs.

Règles de répartition de la rémunération des Administrateurs

Les règles de répartition de la rémunération des Administrateurs restent inchangées par rapport à celles votées par l'Assemblée Générale du 26 avril en 2023 (voir Section 4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2025).

4.2.5 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 2025 au titre de 2024 et payées en 2024 au titre de 2023.

La part variable versée en 2025 au titre de l'exercice 2024 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRpg, EBIT, *free cash-flow*, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs et extra-financiers.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF) (1)

En euros	2025	2024
Fixe	5 741 193	4 680 538
Variable	6 947 433	5 434 868
TOTAL	**12 688 626**	**10 115 406**
Nombre de membres	11	9

(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".

4.2.6 Attribution d'Actions de Performance (1)

Les informations présentées dans cette Section forment le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 du Code de commerce.

4.2.6.1 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance

4.2.6.1.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les 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.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE.

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 deux tiers des Actions de Performance acquises.

4.2.6.1.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance au titre de l'exercice 2025

Autorisation de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 30 avril 2024 a décidé, dans sa 28e 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 et un sous-plafond de 0,025% du capital au titre de l'attribution d'Actions de Performance aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de la Société.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2025 (Conseil d'Administration du 26 février 2025)

Dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 précitée, le Conseil d'Administration du 26 février 2025 a décidé, sur proposition du CNRG, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance.

Les conditions de ce plan, applicable au Directeur Général et à certains cadres et dirigeants, hauts potentiels et contributeurs clés du Groupe, sont décrites dans les Sections 4.2.1.2 Rémunération de la Directrice Générale et 4.2.3.2 Politique de rémunération du Directeur Général au titre de 2026.

4.2.6.2 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du groupe ENGIE durant l'exercice 2025 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 et 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	26/02/2025	192 567 à la cible 231 080 au maximum	11,26	15/03/2028	15/03/2028	100% des actions sont soumises à des critères de performance (dont le détail est présenté dans le tableau d'historique des plans en vigueur en Section 4.2.6.2)

Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2025

TABLEAU 7 – POSITION RECOMMANDATION AMF – DOC-2021-02 (ANNEXE 2) - ACTIONS ATTRIBUÉES GRATUITEMENT DEVENUES DISPONIBLES POUR CHAQUE MANDATAIRE SOCIAL

	N° et date du plan	Nombre d'actions devenues disponibles durant l'exercice	Conditions d'acquisition
Catherine MacGregor	Date du Conseil d'administration : 21/04/2022	108 000*	Pour la détermination du taux de réussite du plan de rémunération long terme attribué en 2022, se référer à la Section 4.2.1.4.2

* *Une période de conservation d'un an, du 15 mars 2025 au 15 mars 2026, doit être observée.*

Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE, y compris ceux attribués aux dirigeants mandataires sociaux

ENGIE attribue des Actions de Performance, dont la période d'acquisition est de trois ans, qui sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif est historiquement proposé de manière large, et n'est pas réservé aux seuls dirigeants ; près de 5 200 membres du personnel salarié à l'échelle monde en ont ainsi bénéficié en 2025. L'attribution à la Directrice Générale, à compter de 2022, d'Actions de Performance, en lieu et place des Unités de Performance dont elle bénéficiait précédemment, a permis 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.

Les plans déployés depuis 2024 intègrent de nouvelles conditions de performance en adéquation avec la stratégie et les ambitions d'ENGIE, notamment en matière ESG, qui représentent 30% du total des conditions de performance, en progression par rapport aux plans précédents.

	2020	2021	2022
	Plan 2020 au titre de 2021	**Plan 2021 au titre de 2022**	**Plan DG 2022**
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	20/05/2021	21/04/2022
Date du Conseil d'Administration de décision	17/12/2020	16/12/2021	21/04/2022
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	9,93	9,28	8,79
Nombre total d'AP attribuées	4 914 390	5 029 075	120 000
Nombre de bénéficiaires	7 037	6 951	1
Début de la période d'acquisition (2)	17/12/2020	16/12/2021	21/04/2022
Fin de la période d'acquisition	14/03/2024 (3)	14/03/2025 (7)	
Début de la période de conservation	15/03/2024 (4)	15/03/2025 (4)	
Fin de la période de conservation	15/03/2025 (4)	15/03/2026 (4)	
Conditions de performance financière associées (5)	Pesant pour 100% des critères	Pesant pour 80% des critères	
	ROCE des exercices 2022 et 2023 par rapport à ROCE cibles fixés dans le budget de ces deux exercices (1/3)	ROCE 2024 par rapport à ROCE cible (30%)	
	Performance du TSR (performance boursière, dividende réinvesti) par rapport à un Panel de référence (1/3) (6)	Performance du TSR par rapport à un Panel de référence (8) (25%)	
	RNRpG des exercices 2022 et 2023 par rapport à RNRpG cibles fixés dans le budget de ces deux exercices (1/3)	Croissance du RNRpg ENGIE par rapport au même Panel (8) (25%)	
Conditions de performance extra-financière associées (5)	n.a.	Pesant pour 20% des critères	
	n.a.	Réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%)	
	n.a.	Augmentation de la part des capacités renouvelables (5%)	
	n.a.	Augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)	
Taux de réussite après constatation de l'atteinte des conditions de performance	100%	90% (9)	
Droits en acquisition au 31/12/2024	145 000	4 372 035	120 000
Actions acquises du 01/01/2025 au 31/12/2025	145 000	3 628 542	0
Droits annulés du 01/01/2025 au 31/12/2025	0	552 243	0
Solde des droits au 31/12/2025	0	191 250	120 000

(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 mars 2025 pour les principaux dirigeants hors de France.
(4) Pour les principaux dirigeants en France et la DG.
(5) Les conditions de performance décrites dans le tableau s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe. Elles ne concernent pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires et ne s'appliquent pas aux bénéficiaires dans le cadre de programmes d'innovation et similaire.
(6) Détail du panel : EDF, EDP, E.ON, RWE, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Spie et Uniper, chacune des sociétés recevant une pondération identique.
(7) 15 mars 2026 pour les principaux dirigeants hors de France.
(8) Détail du panel : EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE.
(9) Détail des taux de réussite par indicateur de performance en Section 4.2.1.4.2.

	2022	2023	2024	2025
	Plan 2022 au titre de 2023	**Plan DG 2023**	**Plan 2024 [9]**	**Plan 2025 [9]**
Date de l'AG d'autorisation	21/04/2022	21/04/2022	30/04/2024	30/04/2024
Date du Conseil d'Administration de décision	08/12/2022	20/02/2023	30/04/2024	26/02/2025
Valeur de l'action *(en euros)* [1]	10,24	9,91	11,78	11,74
Nombre total d'AP attribuées	4 739 350	120 000	5 759 400	5 730 140
Nombre de bénéficiaires	5 349	1	5 138	5 223
Début de la période d'acquisition [2]	08/12/2022	20/02/2023	30/04/2024	26/02/2025
Fin de la période d'acquisition	14/03/2026 [3]		30/04/2027	14/03/2028
Début de la période de conservation	15/03/2026 [4]		Néant	Néant
Fin de la période de conservation	15/03/2027 [4]		Néant	Néant
Conditions de performance financière associées [5]	Pesant pour 80% des critères		Pesant pour 70% des critères	Pesant pour 70% des critères
	ROCE 2025 par rapport à ROCE cible (30%)		Moyenne des ROACE cibles sur 3 ans (35%)	Moyenne des ROACE cibles sur 3 ans (35%)
	Performance du TSR par rapport à un Panel de référence [6] (25%)		Performance du TSR par rapport à l'indice EUROSTOXX Utilities sur 3 ans (35%)	Performance du TSR par rapport à l'indice EUROSTOXX Utilities sur 3 ans (35%)
	Croissance du RNRpg ENGIE par rapport au même Panel [6] (25%)		-	-
Conditions de performance extra-financière associées [5]	Pesant pour 20% des critères		Pesant pour 30% des critères	Pesant pour 30% des critères
	Réduction des émissions de GES de la production d'énergie (10%)		Emissions de GES liées à la production d'énergie et à l'usage des produits vendus (15%)	Emissions de GES de l'ensemble du bilan carbone du Groupe (15%)
	Augmentation de la part des capacités renouvelables et batteries dans les capacités installées [7] (5%)		Capacités renouvelables installées (5%)	Capacités renouvelables installées (5%)
	Augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)		Part des femmes dans le management (10%)	Part des femmes dans le management (10%)
Taux de réussite après constatation de l'atteinte des conditions de performance	87%[8]		Sera connu en avril 2027	Sera connu en mars 2028
Droits en acquisition au 31/12/2024	4 499 500	120 000	5 668 350	néant
Actions acquises du 01/01/2025 au 31/12/2025	3 150	0	2 650	0
Droits annulés du 01/01/2025 au 31/12/2025	316 650	0	380 050	209 710
Solde des droits au 31/12/2025	4 179 700	120 000	5 285 650	5 520 430

(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) 14/03/2027 pour les principaux dirigeants hors de France.
(4) Pour les principaux dirigeants en France et la DG.
(5) Les conditions de performance décrites dans le tableau s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe. Elles ne concernent pas la première tranche de 500 actions attribuées aux autres bénéficiaires et ne s'appliquent pas aux bénéficiaires dans le cadre de programmes d'innovation et similaire.
(6) Détail du panel : EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE.
(7) Le nom et le calcul du taux de réussite de cet indicateur intègrent les effets des décisions stratégiques prises au cours de la période d'acquisition du plan, à savoir l'accélération du Groupe dans le stockage par batteries, afin d'accompagner le développement des énergies renouvelables.
(8) Détail des taux de réussite par indicateur de performance en Section 4.2.1.4.2.
(9) Bénéficiaires du plan, dont DG.

PLANS TRADERS

	Plan 2021	Plan 2022
Date de l'AG d'autorisation	20/05/2021	21/04/2022
Date du Conseil d'Administration de décision	14/02/2022	20/02/2023
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	12,13	10,89
Début de la période d'acquisition (2)	14/02/2022	20/02/2023
Fin de la période d'acquisition	14/03/2024 (3) 14/03/2025 (3)	14/03/2025 (3) 14/03/2026 (3)
Début de la période de conservation	néant	néant
Fin de la période de conservation	néant	néant
Conditions associées	Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%.	Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2024 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2025 pour 50%.
Droits en acquisition au 31/12/2024	203 735	586 378
Actions acquises du 01/01/2025 au 31/12/2025	193 020	280 583
Droits annulés du 01/01/2025 au 31/12/2025	10 715	35 644
Solde des droits au 31/12/2025	0	270 151

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.
(3) Pour la moitié des titres.

4.2.6.3 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2025 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	Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés *(en euros)*	Société émettrice	Plan
672 000	11,26	ENGIE	26/02/2025

4.2.6.4 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2025

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Daveu Marie-Claire	04/03/2025	Acquisition	Actions	1 500	17,20	25 800
MacGregor Catherine	15/03/2025	Acquisition	Actions gratuites de performance	108 000	17,205	1 858 140

4.3 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 (Section 4.5).

4.3.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-12 du Code de commerce 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.

4.3.2 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 2025 figure à la Section 4.5.

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 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

4.3.3 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.

4.3.4 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 24 AVRIL 2025

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 *(non utilisable en période d'offre publique visant la société)*	**18 mois jusqu'au 23 octobre 2026** Met fin, pour la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 30/04/2024 (5e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 €** Détention maximum : **10%** du capital Montant cumulé des acquisitions : **7,3** milliards d'euros	Détention au 31/12/25 de 0,14% du capital social	Reste 9,86% du capital
15e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 23 juin 2027** Se substitue, pour la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 30/04/2024 (25e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 16e résolution de l'AGM du 24/04/2025** (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
16e	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 24 octobre 2026** Se substitue, pour la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 30/04/2024 (26e 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 15e résolution de l'AGM du 24/04/2025** (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 30 AVRIL 2024

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	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 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (16e 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] *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (17e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions [2] [3] et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
19e	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 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (18e résolution)	**225** millions d'euros pour les actions [2] [3] et **5** milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	Augmentation du montant des augmentations de capital (*green-shoe*) réalisées en applications des 17e, 18e et 19e résolutions *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (19e résolution)	Maximum de **15%** de l'émission initiale [2] [3]	Néant	Intégralité de l'autorisation
21e	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 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (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
23e	Émission d'actions par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (22e résolution)	Montant global des sommes pouvant être incorporées (hors plafond)	Néant	Intégralité de l'autorisation
24e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues [4]	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (16e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Réduction par annulation de 2 259 865 actions auto détenues dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,09% du capital social* Réduction par annulation de 554 191 actions auto détenues dans le cadre de l'opération LINK 2025 du 31 juillet 2025 • *Soit 0,02% du capital social*	9,89% du capital

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 social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 29 juin 2026** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (14e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. **Montant commun avec la 26e résolution de l'AGM du 30/04/2024** (3)	Augmentation de capital de 1 835 029 actions dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,08% du capital social* Augmentation de capital de 554 191 actions dans le cadre de l'opération LINK 2025 du 31 juillet 2025 • *Soit 0,02% du capital social*	1,88% du capital (5)
26e	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 29 octobre 2025** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 26/04/2023 (15e 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 25e résolution de l'AGM du 30/04/2024** (3)	Augmentation de capital de 424 836 actions dans le cadre de l'opération LINK 2024 du 7 novembre 2024 • *Soit 0,02% du capital social*	1,88% du capital (5)
27e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE *(Plans Monde)*	**38 mois jusqu'au 29 juin 2027** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (26e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social, **plafond commun aux 27e et 28e résolutions de l'AGM du 30/04/2024** (6)	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
28e	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 de la société ENGIE) *(Plans Discrétionnaires)*	**38 mois jusqu'au 29 juin 2027** Met fin, à hauteur de la partie non encore utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 21 /04/2022 (27e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social et d'un sous-plafond de 0,025% du capital pour l'attribution d'actions de Performance aux DMS (8) exécutifs sur toute la période de validité de l'autorisation, soit 38 mois), **plafond commun aux 27e et 28e résolutions de l'AGM du 30/04/2024** (6)	Pour 2024 En date du 30 avril 2024, Attribution de 5 742 100 actions de performance, dont 144 000 actions de performance à la Directrice Générale. • *Soit 0,24% du capital au 31 décembre 2024* • *0,01% du sous-plafond annuel non utilisé* • *Soit 0,006% du capital pour l'attribution d'actions de performance aux DMS exécutifs* • *0,019% non utilisé du sous plafond de 0,025%* Pour 2025 En date du 26 février 2025 Attribution de 5 730 140 actions de performance, dont 231 080 actions de performance à la Directrice Générale. • *Soit 0,24% du capital au 31 décembre 2025 pour le sous-plafond de 0,25% annuel.* • *0,01% du sous-plafond annuel non utilisé* • *0,015% du capital non utilisé du sous plafond de 0,025%* Total sur 2024 et 2025 • *Soit 0,48% du capital au 31 décembre 2025 sur le plafond de 0,75%* • *Soit 0,016% du capital au 31 décembre 2025 sur le sous-plafond de 0,025% spécifique à l'attribution d'actions de performance aux DMS exécutifs*	Plafond : 0,27% du capital (7) Sous-plafond pour l'attribution d'actions de Performance aux DMS exécutifs : 0,009% du capital (9)

(1) DPS : Droit Préférentiel de Souscription.
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 17e, 18e, 19e, 20e et 21e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(3) Plafond commun fixé par la 22e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, aux 17e, 18e, 19e, 20e, 21e, 25e et 26e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024 et aux 15e et 16e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 24 avril 2025 : 265 millions d'euros.
(4) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9.
(5) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 25e et 26e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(6) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024, pour les attributions décidées au titre des 27e et 28e résolutions.
(7) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 27e et 28e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 30 avril 2024.
(8) DMS : Dirigeants mandataires sociaux.
(9) Montant non utilisé sur le sous plafond de 0,025% du capital pour l'attribution d'actions de Performance aux DMS exécutifs sur toute la période de validité de l'autorisation, soit 38 mois.

4.3.5 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 cinquième 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 tous moyens de télécommunication 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°2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français. L'action spécifique de l'Etat lui confère un droit d'opposition limité à certaines décisions relatives aux infrastructures gazières situées en France, qui représente une part restreinte des actifs stratégiques du Groupe (voir Section 5.4.4 Action spécifique).

4.3.6 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 3.1.3.2.3 "Conditions de travail et dialogue social", 4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance, 4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration, 4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif, 4.3.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations, 4.3.5 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.

4.3.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Société représentée par Mmes Laurence Dubois et Nadia Laadouli.

6, place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Conformément aux dispositions légales et réglementaires en vigueur, le cabinet Deloitte & Associés demeure éligible au renouvellement de son mandat.

Le Conseil d'Administration a, en conséquence, décidé, sur recommandation du Comité d'Audit ayant notamment examiné l'indépendance et la compétence du cabinet, de proposer à l'Assemblée Générale de 2026 le renouvellement de la société Deloitte & Associés en qualité de commissaire aux comptes, pour l'audit financier et l'audit de l'état de durabilité.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par Mme Sarah Kokot et M 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.

En raison de l'atteinte par la société Ernst & Young et Autres de la durée maximale des mandats prévue par les dispositions légales et réglementaires en vigueur, leur mandat ne pourra pas être renouvelé.

En application de ces dispositions, la Direction Financière du Groupe, en coordination avec la Direction ESG, a mené un appel d'offres au cours de l'exercice 2024.

À l'issue de cet appel d'offres et sur recommandation du Comité d'Audit, lequel a notamment examiné l'indépendance et la compétence des candidats, le Conseil d'Administration a décidé de proposer à l'Assemblée Générale de 2026 la nomination de la société KPMG SA en qualité de commissaire aux comptes, pour l'audit financier et l'audit de l'état de durabilité, en remplacement de la société Ernst & Young et Autres.

4.4 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
19.1 Composition S'agissant du Comité des Rémunérations 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. À l'échéance du mandat de l'Administratrice représentant les salariés actionnaires en avril 2025, le Conseil a réexaminé la composition du CNRG. Dans un objectif de continuité des travaux du Comité et eu égard à l'adéquation des profils avec les participations au sein du CNRG, le Conseil a décidé de maintenir la représentation des salariés sous cette forme. Cette situation pourra être réévaluée lors des prochains renouvellements, en fonction du profil de Administrateurs salariés et Administrateur représentant les salariés actionnaires disponibles.

4.5 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

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.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

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 de votre société

a) Couverture de prévoyance

Nature, objet et modalités

Votre 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 de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) Couverture de frais de santé

Nature, objet et modalités

Votre 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 de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. 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 6 mars 2026

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger



5

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT

5.1 Informations sur le capital RFA **320**
5.1.1 Capital social et droits de vote 320
5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 320
5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices 321
5.1.4 Rachat d'actions 322

5.2 Titres non représentatifs du capital RFA **323**
5.2.1 Titres super-subordonnés 323
5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN) 323
5.2.3 Emprunts obligataires 323

5.3 Obligations vertes **324**
5.3.1 Description de l'obligation 324
5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 325
5.3.3 Projets verts éligibles 326
5.3.4 Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2025, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bonds" du 14 juin 2024, du 28 octobre 2024, du 11 avril 2025, du 2 juillet 2025, du 11 septembre 2025 et du 13 octobre 2025 335

5.4 Actionnariat RFA **337**
5.4.1 Cotation boursière 337
5.4.2 Répartition du capital 337
5.4.3 Franchissement de seuils légaux 338
5.4.4 Action spécifique 338
5.4.5 Politique de distribution des dividendes 339
5.4.6 Pacte d'actionnaires 339

5.5 Calendrier des communications financières **339**

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, ainsi qu'à la bourse de Luxembourg 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 principaux indices suivants : SBF 120, STOXX Europe 600, STOXX Europe 600 Utilities, Euro STOXX Utilities, MSCI Europe, MSCI Europe Utilities.

Au 31 décembre 2025, 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 valeur nominale chacune.

En date du 27 février 2026, ENGIE a procédé à une augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription des actionnaires, réalisée par voie de placement privé par construction accélérée d'un livre d'ordres (*Accelerated Bookbuilding - ABB*), portant sur l'émission de 107 142 857 actions nouvelles, laquelle a eu pour effet de porter le nombre total d'actions composant le capital social de la Société de 2 435 285 011 à 2 542 427 868 actions.

En conséquence, à la date du présent document, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 542 427 868 euros, divisé en 2 542 427 868 actions entièrement libérées d'un euro de valeur nominale 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	2026	2027	2028	2029	2030	De 2031 à 2035	> 2035	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	4	-	-	-	-	-	1	3	7 919	0,1%
Immobilisations corporelles	1 225	18	3	6	5	1	471	722	65 499	1,9%
Titres de participation	3 146	932	618	-	-	81	490	1 026	8 294	35,3%
Comptes bancaires	327	65	173	32	25	8	2	22	14 507	2,3%
Autres actifs	0	-	-	-	-	-	-	-	35 488	0,0%
TOTAL	**4 703**	**1 015**	**793**	**38**	**30**	**90**	**963**	**1 773**	**132 337**	**3,6%**

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 2025, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 224 803 177 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 2025, 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)*
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
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 717 174 actions au titre des souscriptions par les compartiments Link Classic 2024 et Link Multiple INT 2024 du FCPE LINK INTERNATIONAL	1 717 174	20 073 764	2 437 002 185	2 437 002 185	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de l'attribution gratuite d'actions nouvellement émises dans le cadre de la souscription par le biais du compartiment LINK Classic 2024	117 855	-	2 437 120 040	2 437 120 040	1,00
07/11/2024	Augmentation du capital social résultant de la souscription de la société ECRINVEST d'actions nouvelles ENGIE	424 836	4 966 333	2 437 544 876	2 437 544 876	1,00
07/11/2024	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 2 259 865 actions auto-détenues	-2 259 865	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00
31/07/2025	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 304 044 actions au titre des souscriptions par le FCPE LINK INTERNATIONAL RELAIS 2025	304 044	4 183 645	2 435 589 055	2 435 589 055	1,00
31/07/2025	Augmentation du capital social résultant de l'attribution gratuite d'actions nouvellement émises dans le cadre de la souscription par le biais du FCPE LINK INTERNATIONAL RELAIS 2025	250 147	-	2 435 839 202	2 435 839 202	1,00
31/07/2025	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 554 191 actions auto-détenues	-554 191	-	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 24 avril 2025, 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 amendement significatif ayant été signé le 24 janvier 2019 afin de se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'Autorité des marchés financiers (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 2025.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2025, la Société a acquis 30 610 328 actions pour une valeur globale de 564,4 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 18,44 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 30 610 328 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 564,7 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 18,45 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2025, ENGIE a acquis 3 000 000 actions pour une valeur globale de 55,4 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 18,46 euros) en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 25 février 2026, ENGIE a acquis 2 009 911 actions pour une valeur globale de 51,0 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 25,38 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 2 009 611 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 51,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 25,40 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 25 février 2026, ENGIE a acquis 2 200 000 actions d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 25 février 2026, la Société détenait 0,228% de son capital, soit 5 547 186 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 du 29 avril 2026

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 convoquée le 29 avril 2026.

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 : 40 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 (1) 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 ;
- l'attribution ou la cession d'actions 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 ;
- l'attribution ou la cession d'actions à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions 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.

(1) Le terme s'entend au sens de la définition qui en est donnée dans le glossaire, Section 7.9

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 9,8 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 31 décembre 2025, 3 347 486 actions, soit 0,14% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée Générale, porter sur 240 millions d'actions, représentant 9,86% du capital, soit un montant maximum de 9,6 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter du 29 avril 2026, date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 28 octobre 2027.

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 8 "Valeurs mobilières de placement" 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 28 février 2025, ENGIE a exercé l'option de remboursement de l'obligation FR0013398229, dont le solde était de 454,5 millions d'euros.

De même, le 8 juillet 2025, ENGIE a procédé au remboursement de l'obligation FR0013431244, dont le solde était de 193,2 millions d'euros.

Par ailleurs, le 13 octobre 2025, ENGIE a procédé à l'émission de deux nouveaux emprunts pour un montant total de 1 000 millions d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir également Section 5.3 Obligations vertes).

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés s'établit au 31 décembre 2025 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	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/05/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/01/2031	705,1	Paris	FR00140046Y4
EUR	4,750%	14/06/2024	Perpétuelle	14/06/2030	800,0	Paris	FR001400QOK5
EUR	5,125%	14/06/2024	Perpétuelle	14/06/2033	1 035,0	Paris	FR001400QOL3
EUR	4,000%	13/10/2025	Perpétuelle	13/01/2032	500,0	Paris	FR0014013BG2
EUR	4,500%	13/10/2025	Perpétuelle	13/01/2035	500,0	Paris	FR0014013BH0

(1) 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 *Euro Medium Term Note* (EMTN) d'une durée de validité de 12 mois, 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 2025 émises par la Société sont détaillées en Note 12 Dettes financières de la Section 6.4.2 Notes aux comptes sociaux.

5.3 OBLIGATIONS VERTES

5.3.1 Description de l'obligation

Pour accompagner le plan de développement du Groupe en ligne avec sa raison d'être, notamment dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE SA a procédé en 2025 à l'émission de cinq nouvelles obligations vertes, dont trois de type senior et deux de type hybride, pour des montants totaux de respectivement 1 700 millions d'euros et 300 millions de francs suisses, ainsi qu'à un abondement (tap) de 100 millions d'euros d'une obligation verte initialement émise en 2019.

L'encours de 454,5 millions d'euros d'une obligation verte hybride émise en 2019 (ISIN FR0013398229) a été remboursé en février 2025 consécutivement à l'exercice de l'option de remboursement de l'instrument.

À la suite de ces opérations, l'encours d'obligations vertes émises par ENGIE SA s'établit au 31 décembre 2025 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours *(en millions de devises)*	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	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	Document de Référence 2017
Senior	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	Document de Référence 2018
Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	
	EUR	0,500%	02/07/2025	24/10/2030	100 (2)	Paris	FR0013455813	Document d'enregistrement universel 2025
Senior	EUR	1,750%	27/03/2020	27/03/2028	750	Paris	FR0013504677	Document 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	
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 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
Senior	EUR	3,625%	11/01/2023	11/01/2030	1 100 (2)	Paris	FR001400F1G3	Document d'enregistrement universel 2023
	EUR	4,000%	11/01/2023	11/01/2035	1 175 (2)	Paris	FR001400F1I9	
	EUR	4,250%	11/01/2023	11/01/2043	750	Paris	FR001400F1M1	
Senior	GBP	5,625%	03/04/2023	03/04/2053	650	Paris	FR001400H1V0	
Senior	CHF	2,340%	04/07/2023	04/01/2027	190	SIX	CH1277582008	
	CHF	2,490%	04/07/2023	04/07/2031	225	SIX	CH1277582016	
Senior	EUR	4,500%	06/09/2023	06/09/2042	900	Paris	FR001400KHI6	Document d'enregistrement universel 2023 et 2024
Senior	EUR	3,875%	06/12/2023	06/12/2033	900	Paris	FR001400MF86	Document d'enregistrement universel 2024
Senior	EUR	3,875%	06/03/2024	06/03/2036	800	Paris	FR001400OJC7	
	EUR	4,250%	06/03/2024	06/03/2044	600	Paris	FR001400OJE3	
Hybride	EUR	4,750%	14/06/2024	Perpétuelle (14/03/2030 (1))	800	Paris	FR001400QOK5	
	EUR	5,125%	14/06/2024	Perpétuelle (14/03/2033 (1))	1,035	Paris	FR001400QOL3	Document d'enregistrement universel 2024 et 2025
Senior	GBP	5,750%	28/10/2024	28/10/2050	500	Paris	FR001400TMR8	Document d'enregistrement universel 2025
Senior	CHF	1,205%	11/04/2025	11/04/2029	100	SIX	CH1400000027	
	CHF	1,655%	11/04/2025	11/04/2033	200	SIX	CH1400000035	
Senior	EUR	3,875%	11/09/2025	11/09/2037	700	Paris	FR0014012L86	
Hybride	EUR	4,000%	13/10/2025	Perpétuelle (13/01/2032 (1))	500	Paris	FR0014013BG2	
	EUR	4,500%	13/10/2025	Perpétuelle (13/01/2035 (1))	500	Paris	FR0014013BH0	-

(1) Date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables.
(2) Incluant augmentation par opération de TAP.

Le total d'obligations vertes émises par ENGIE SA atteint 26,8 milliards d'euros fin 2025, dont 22,3 milliards d'euros toujours en cours [(1)].

Les obligations vertes répondent aux dispositions d'un cadre de référence - le *Green Financing Framework* - qui est régulièrement mise à jour. La dernière version du *Green Financing Framework* date de mars 2026 et est entièrement conforme aux *principes des obligations vertes* (Green Bond Principles - GBP) administrés par l'*International Capital Market Association*. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : finance verte (https://www.engie.com/finance/credit/finance-verte).

Les principes du *Green Financing Framework* de mars 2026 sont établis dans la continuité des cadres de références précédents (en particulier celui de juin 2023) :

- 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 verts éligibles"). Les projets verts éligibles 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 examinés par Moody's Investors Service. La *Second Party Opinion* délivrée par Moody's est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2026-03/Moody%27s%20Ratings_ENGIE_SPO_032026.pdf ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des projets verts éligibles (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 verts éligibles réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des dépenses de type CAPEX ou OPEX dans des projets verts éligibles ayant eu lieu dans les 24 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert. 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 50% des fonds levés à des nouvelles dépenses (dans des projets verts éligibles) n'ayant pas fait l'objet d'allocations préalables ;
- 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 les obligations vertes, déduction faite des montants alloués à des financements de projets verts éligibles à cette date.

ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque obligation verte 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 obligations vertes doivent être allouées, 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.

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 verts éligibles ;
- 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 2026 et 2023 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) ;
- infrastructures de transport et de distribution (d'électricité, de gaz renouvelables et bas carbone) ;
- efficacité énergétique (dont réseau urbain de chauffage et de froid) ;
- mobilité propre (dont bornes de recharge électrique).

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 : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2026-03/Engie_Green_Financing_Framework_03-2026.pdf.

Un *Green Financing Committee* se réunit régulièrement pour discuter de l'évolution du marché et des projets susceptibles d'être financés par des obligations vertes. Il est présidé par la Direction ESG et la Direction *Corporate* Finance et rassemble les GBU contributrices ainsi que certaines fonctions support du Groupe.

(1) Ce montant n'inclut pas les obligations vertes émises par la filiale ENGIE Energia Chile et faisant l'objet d'un rapport d'allocation séparé.

5.3.3 Projets verts éligibles

Les allocations de 2025 sont régies par les critères du *Green Financing Framework* de juin 2023, en ligne avec les conditions des obligations vertes allouées. Au cours de cette année, ENGIE a procédé à l'allocation de 3,0 milliards d'euros de projets verts éligibles, selon la répartition suivante :

En millions d'euros			Montant alloué en 2025		
Obligations vertes *ENGIE SA* allouées	**Montant nominal**	**Montant alloué en 2024**	**Réallocations consécutives à un remboursement**	**Nouvelles allocations**	**Solde à allouer**
Hybride PNC9 juin 2024 (ISIN FR001400QOL3)	1 035	270	75,3	689,7	-
Senior GBP 26 ans octobre 2024 (ISIN FR001400TMR8)	600 (1)	-	65,7	534,3	-
Senior CHF 4 ans avril 2025 (ISIN CH1400000027)	104,7 (1)	-	-	104,7	-
Senior CHF 8 ans avril 2025 (ISIN CH1400000035)	209,4 (1)	-	7,1	202,3	-
Tap Senior juillet 2025 (ISIN FR0013455813)	100	-	3,5	96,5	-
Senior 12 ans septembre 2025 (ISIN FR0014012L86)	700	-	38,0	662,0	-
Hybride PNC 6.5 octobre 2025 (ISIN FR0014013BG2)	500	-	10,2	489,8	-
Hybride PNC 9.5 octobre 2025 (ISIN FR0014013BH0)	500	-	-	-	500
TOTAL	**3 749,1**	**270,0**	**199,8**	**2 779,3**	**500,0**

(1) Montant nominal de l'émission en devise converti en euros au taux de la couverture de change/ou taux historique.

Ces allocations ont permis d'allouer le solde des fonds levés par l'obligation verte hybride PNC9 émise en juin 2024 (déjà partiellement allouée en 2024), ainsi que la totalité des fonds levés par les quatre obligations vertes senior émises entre octobre 2024 et septembre 2025, l'abondement d'une obligation verte réalisé en juillet 2025, et l'obligation verte hybride PNC6.5. Conformément au principe d'allocation par ordre d'ancienneté et maturité, l'obligation verte hybride PNC9.5 émise en octobre 2025 n'a fait l'objet d'aucune allocation en 2025.

5.3.3.1 Réallocations consécutives à un remboursement

Dans le contexte du remboursement susmentionné, les obligations vertes émises entre juin 2024 et octobre 2025 ont bénéficié de la réallocation partielle des projets verts éligibles alloués à l'obligation remboursée.

Le montant total réalloué s'élève à 199,8 millions d'euros et est établi sur base du montant d'allocation initial aux différents projets verts éligibles répondant aux critères du *Green Financing Framework* de 2023.

La production d'énergie renouvelable éolienne constitue la principale catégorie de projets verts éligibles réalloués (134,5 millions d'euros portant entre autres sur les projets CN'AIR en France et King Plains, Triple H aux États-Unis), suivie par le solaire (41,0 millions d'euros), les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone (11,2 millions d'euros) et la bioénergie (11,8 millions d'euros).

Les montants réalloués portent sur des projets verts éligibles situés principalement en Amérique du Nord (50%) et en Europe (47%).

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les fonds alloués aux projets verts éligibles durant l'année 2025 portent pour 2,4 milliards d'euros sur des investissements effectués sur cette même année (dont 457,7 millions d'euros de CAPEX financiers pour l'acquisition de *pure players*, et 187,7 millions d'euros de CAPEX de maintenance) et pour 0,4 milliard d'euros sur des investissements réalisés en 2024 (principalement CAPEX financiers pour l'acquisition de *pure players*).

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de projets verts éligibles dans les domaines :

- de la production d'énergie renouvelable (énergie solaire, éolienne, hydraulique, bioénergie, hydrogène bas carbone, et/ou géothermie) ;
- du stockage d'énergie ;
- des infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables ;
- de la mobilité propre ; et
- de l'efficacité énergétique.

1. La production d'énergie renouvelable

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. La capacité installée de production centralisée et décentralisée d'électricité du Groupe prise à 100% pour ses métiers de production renouvelable représente 50% de sa capacité installée. ENGIE vise une part entre 58% et 66% de capacités installées d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'électricité pris à 100% d'ici à 2030. ENGIE a donc poursuivi en 2025 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 et en Europe.

La croissance du portefeuille a également été supportée par l'acquisition au Brésil en 2025 de 2 centrales hydroélectriques totalisant 612 MW de capacité installée. Cette transaction faisait suite à la finalisation en mars 2024 de l'acquisition de 5 centrales solaires photovoltaïques pour une capacité totale de 545 MW en exploitation. Les investissements dans l'éolien en mer se sont poursuivis via la *joint-venture* Ocean Winds.

Le Groupe vise à atteindre 100% de gaz renouvelables dans son mix énergétique en 2050, avec l'objectif intermédiaire de disposer, en 2035, d'une capacité annuelle de production de biométhane de 10 TWh en Europe.

Au cours de l'année 2025, un montant total de 2,1 milliards d'euros a été alloué aux projets verts éligibles développés dans le domaine de la production d'énergie renouvelable tel que décrit ci-dessus. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 3,08 millions de tonnes de CO_2 éq. par an.

ENGIE utilise le concept d'émissions évitées à ses clients pour valoriser le caractère décarbonant de ses produits et services. Le Groupe a développé une méthodologie de calcul interne ainsi qu'une base de données de facteurs d'émissions qui sont mises à jour régulièrement afin de s'aligner sur les standards internationaux sur le sujet.

Pour un besoin client donné (exemple : fourniture d'électricité), les émissions évitées par un produit ou service ENGIE correspondent à la différence entre les émissions *baseline* ou dites de référence et les émissions du produit/service ENGIE. Toutes les émissions sont calculées selon une approche "Analyse de Cycle de Vie" (ACV). La référence correspond à la moyenne marché des solutions auxquelles le client aurait eu accès pour satisfaire son besoin, en l'absence d'ENGIE. Pour chaque produit ENGIE générant des émissions évitées, un soin particulier est donc apporté à la définition de la référence, afin de construire un scenario crédible et cohérent dans le temps des comportements utilisateurs par pays. En particulier, cette référence évolue dans le temps pour refléter la décarbonation des systèmes énergétiques.

Les émissions évitées peuvent donc être calculées sur toute la durée de vie d'un actif ENGIE, ou sur une base annuelle. Dans le cadre des obligations vertes, les émissions évitées sont ramenées à une base annuelle, et prises à 100% quel que soit le taux de détention des projets par le Groupe.

Les facteurs d'émissions sont un élément clef du calcul des émissions évitées. ENGIE utilise une base de données interne, maintenue et développée par une équipe R&D dédiée. Celle-ci s'appuie sur des sources externes (IPCC guidelines, Ecoinvent, Enerdata par exemple).

Pour les projets de production d'électricité renouvelable, la référence correspond au mix de consommation moyen de l'électricité du pays dans lequel se trouve le projet, reflétant la moyenne des technologies fournissant l'électricité du pays. Cette référence est comparée aux émissions de l'actif ENGIE en cycle de vie (actif solaire, éolien, hydraulique ou thermique consommant un fuel décarboné).

Pour les projets relatifs aux gaz renouvelables, la référence correspond au mix de gaz du pays dans lequel se trouve le projet, incluant un taux de pénétration des gaz renouvelables (biométhane et hydrogène vert).

Pour les installations de réseau de chaleur, les émissions évitées correspondent à la différence d'émissions entre l'actif ENGIE et les émissions liées à la production équivalente de chaleur par une chaudière gaz autonome (considérant une efficacité de 90%).

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 verts éligibles concernés par l'allocation 2025 sont notamment :

- le développement aux États-Unis d'unités de stockage par batterie, soit indépendantes, soit colocalisées avec un actif de production d'énergie renouvelable ;
- 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 ;
- des projets de batterie de stockage d'électricité en Belgique, aux Pays-Bas et en Australie.

Au cours de l'année 2025, un montant total de 508,2 millions d'euros a été alloué aux projets verts éligibles développés dans le domaine du stockage d'énergie. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,29 million de tonnes de CO_2 éq. par an.

Concernant la méthodologie de calcul de la contribution aux émissions évitées pour les projets de stockage d'énergie, le caractère décarbonant vient du fait que les actifs se chargent en électricité au moment où le réseau connait une faible demande (et donc au moment où l'électricité est faiblement carbonée), et se déchargent pendant les pics de demande afin de soulager le réseau, au moment où l'électricité du réseau est fortement carbonée. Les émissions évitées viennent ainsi de la différence de facteur d'émission du réseau entre les périodes de pic (référence) et de hors-pic, en prenant en compte les pertes au niveau de l'actif de stockage.

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 de ces projets par le Groupe.

3. La mobilité propre

ENGIE est fortement engagé auprès des collectivités territoriales, concessionnaires autoroutiers et entreprises pour déployer et mailler un réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques disponible et compétitif au bénéfice des usagers. Le Groupe a remporté plusieurs appels d'offres en France et Belgique sur ce marché en forte croissance.

Au cours de l'année 2025, un montant total de 22,7 millions d'euros a été alloué aux projets verts éligibles développés dans le domaine de la mobilité bas carbone.

Pour les projets de mobilité propre, 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 pour la même distance parcourue de véhicules représentatifs du parc automobile moyen au niveau du pays ou de la région du projet, en tenant compte des tendances locales de décarbonation (électrification d'une partie du parc, verdissement des carburants).

4. Les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables

En France, le Groupe poursuit ses efforts, au travers de ses métiers d'infrastructures, pour développer la filière de méthanisation des résidus organiques en gaz renouvelables et permettre leur valorisation par injection dans les réseaux de gaz. Cela concerne notamment les investissements pour raccorder des unités de production de biométhane aux réseaux de distribution et de transport d'ENGIE.

Au cours de l'année 2025, un montant d'investissements de 139,6 millions d'euros a été alloué aux projets verts éligibles développés dans ces domaines.

5. 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.

Au cours de l'année 2025, un montant total de 13,1 millions d'euros a été alloué aux projets verts éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique.

Pour le calcul de la contribution aux émissions évitées des projets d'efficacité énergétique (y compris les bâtiments verts), ENGIE les évalue en multipliant les économies d'énergie apportées par le projet par les émissions du mix énergétique du pays où le projet est développé. Les émissions évitées sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale, et prises à 100% quel que soit le taux de détention des projets par le Groupe.

La répartition des (ré)allocations aux différentes obligations vertes effectuées en 2025 est décrite dans la section suivante.

5.3.3.3 Bilan au titre des allocations globales finalisées

5.3.3.3.1 Obligation verte FR001400QOL3

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Montant alloué**
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE			
Solaire			**230,3**
Amérique du Nord	Flat Run, Horseshoe, Sun Valley	États-Unis	
Amérique du Sud	Cruzeiro (acquisition de 5 centrales PV)	Brésil	
Asie et Océanie	Goorambat	Australie	
	NHPC 250 MW (Khaba)	Inde	
Europe	Auliever	Espagne	
	Aricesti	Roumanie	
Eolien			**92,5**
Amérique du Nord	Dakota Range III (réallocation), King Plains	États-Unis	
Europe	CN'AIR (réallocation)	France	
Moyen-Orient	Gulf of Suez II	Égypte	
Hydroélectricité			**150,0**
Amérique du Sud	Equinox (acquisition de 2 centrales hydro)	Brésil	
STOCKAGE D'ENERGIE			
Stockage d'électricité			**271,4**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) Longhorn, Chillingham, Cachi, Noosa, Circle City	États-Unis	
Asie et Océanie	BESS Pelikan Point	Australie	
Europe	BESS Vilvoorde	Belgique	
	First Hydro (pompage turbinage)	Royaume-Uni	
MOBILITÉ PROPRE			
Mobilité propre			**20,8**
Europe	Contrats bornes de recharge électrique	France, Belgique	
TOTAL 2025			**765,0**
Montant alloué en 2024			*270,0*
TOTAL			**1 035,0**

L'allocation de l'obligation verte susmentionnée a commencé en 2024 et a été finalisée 2025. Compte tenu des allocations déjà réalisées, les principales zones géographiques concernées par l'allocation complète sont l'Europe et l'Amérique du Nord avec respectivement 36,8% et 30,6% des montants investis, suivies de l'Amérique du Sud avec 21,2%.

Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projets concernées par l'allocation sont le stockage d'électricité 31,9%, le solaire 29,0%, l'éolien 16,3%, l'hydroélectricité 15,8% et la mobilité propre renouvelables 3,1%.

5.3.3.3.2 Obligation verte FR001400TMR8

En millions d'euros	Projets	Pays	Montant alloué
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE			
Solaire			**201,9**
Amérique du Nord	Swenson, Long Draw (réallocation)	États-Unis	
Amérique du Sud	Cruzeiro (acquisition de 5 centrales PV)	Brésil	
Asie et Océanie	BKH	Malaisie	
Europe	ENGIE Green (réallocation)	France	
Divers	Projets *distributed solar*	France, Italie, Malaisie Philippines	
Éolien			**92,1**
Europe	Helga (développement)	Allemagne	
	EMOI, ENGIE Green (incl. réallocation), CN'AIR (réallocation)	France	
Moyen-Orient	Gulf of Suez II	Égypte	
Hydroélectricité			**151,8**
Amérique du Sud	Equinox (acquisition de 2 centrales hydro)	Brésil	
Europe	Small hydro (maintenance)	Allemagne	
	CNR (développement + maintenance), SHEM	France	
Bioénergie			**54,0**
Europe	DH Burgos	Espagne	
	Chaufferie biomasse pour réseau chaleur urbain Le Mans, Bordeaux (réallocation)	France	
	Złotów + Słupsk	Pologne	
R&I			**13,6**
STOCKAGE D'ÉNERGIE			
Stockage d'électricité			**75,4**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) Castor, Tanzanite	États-Unis	
Europe	BESS Maxima	Pays-Bas	
	First Hydro (pompage turbinage)	Royaume-Uni	
INFRASTRUCTURES DE TRANSMISSION ET DISTRIBUTION			
Gaz renouvelables et bas carbone			**11,2**
Europe	Injection biométhane (réallocation)	France	
TOTAL			**600,0**

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Amérique du Sud avec respectivement 45,8%, 26,4% et 22,2% des montants investis.

Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont le solaire 33,7%, l'hydroélectricité 25,3%, l'éolien 15,4%, le stockage d'électricité 12,6% et la bioénergie 9,0%.

5.3.3.3.3 Obligations verte CH1400000027

En millions d'euros	Projets	Pays	Montant alloué
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE			
Solaire			**30,6**
Amérique du Nord	Mt Olive Creek	États-Unis	
Amérique du Sud	Cruzeiro (acquisition de 5 centrales PV)	Brésil	
Europe	Alkern	France	
	Canaletes	Espagne	
Hydroélectricité			**17,5**
Amérique du Sud	Equinox (acquisition de 2 centrales hydro)	Brésil	
Europe	CN'AIR Hydro, CNR (maintenance)	France	
Éolien			**2,0**
Moyen-Orient	Gulf of Suez II	Égypte	
Bioénergie			**27,3**
Europe	Chaufferie biomasse (Thaon Les Vosges)	France	
	Alkmaar	Pays-Bas	
	Biomass4Heat (Słupsk)	Pologne	
STOCKAGE D'ÉNERGIE			
Stockage d'électricité			**27,3**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) Antlia, Desna	États-Unis	
TOTAL			**104,7**

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Amérique du Sud avec respectivement 40,0%, 34,2% et 24,0% des montants investis.

Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont le solaire 29,2%, le stockage d'électricité 26,1%, la bioénergie 26,1%, et l'hydroélectricité 16,7%.

5.3.3.3.4 Obligations verte CH1400000035

En millions d'euros	Projets	Pays	Montant alloué
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE			
Solaire			**49,0**
Amérique du Nord	Ray Ranch, River Ferry, Anson (réallocation)	États-Unis	
Amérique du Sud	Cruzeiro (acquisition de 5 centrales PV)	Brésil	
Asie et Océanie	Lifou, Kota-Obre, Lavaghu, Koumac	Nouvelle-Calédonie	
Europe	Brignais, Montfort	France	
Hydroélectricité			**46,1**
Amérique du Sud	Equinox (acquisition de 2 centrales hydro)	Brésil	
Europe	CN'AIR Hydro, CNR (maintenance)	France	
Éolien			**65,3**
Amérique du Nord	Big Sampson	États-Unis	
Europe	Saulnois, Eolis Noroït	France	
	Cerro Cabello	Espagne	
	San Paolo di Cividate	Italie	
Moyen-Orient	Gulf of Suez II	Égypte	
Géothermie			**2,5**
Europe	Géomy3	France	
STOCKAGE D'ÉNERGIE			
Stockage d'électricité			**44,6**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) McFadden, Sierra	États-Unis	
Europe	BESS Drogenbos + Kallo, Coo (maintenance)	Belgique	
MOBILITÉ PROPRE			
Mobilité propre			**1,9**
Europe	R&I	France	
TOTAL			**209,4**

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Europe, l'Amérique du Sud et l'Amérique du Nord avec respectivement 45,0%, 27,1% et 23,4% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont l'éolien 31,2%, le solaire 23,4%, l'hydroélectricité 22,0% et le stockage d'électricité 21,3%.

5.3.3.3.5 Obligations verte FR0013455813

En millions d'euros	Projets	Pays	Montant alloué
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE			
Solaire			**21,4**
Amérique du Nord	Five Wells Solar	États-Unis	
Amérique du Sud	Cruzeiro (acquisition de 5 centrales PV)	Brésil	
Europe	Sablière du Grand Vallon	France	
Hydroélectricité			**18,3**
Amérique du Sud	Equinox (acquisition de 2 centrales hydro)	Brésil	
Europe	CNR (maintenance)	France	
Éolien			**14,1**
Amérique du Nord	Salomon Forks (réalloc)	États-Unis	
Europe	Molau	Allemagne	
	Opoul	France	
Moyen-Orient	Gulf of Suez II	Égypte	
Bioénergie			**8,9**
Europe	ENGIE Bioz - St-Brieuc, Hautepierre Strasbourg	France	
STOCKAGE D'ÉNERGIE			
Stockage d'électricité			**37,3**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) Platinium et Cascade	États-Unis	
Europe	First Hydro (Pompage turbinage)	Royaume-Uni	
TOTAL 2025			**100,0**
Montant alloué en 2020			*900,0*
TOTAL			**1 000,0**

Compte tenu des allocations déjà réalisées en 2020, les principales zones géographiques concernées par l'allocation totale suite à l'abondement réalisé sont l'Europe et l'Amérique du Nord avec respectivement 57,9% et 29,4% des montants investis, suivies par l'Amérique du Sud 10,1%.

Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation complète totale suite à l'abondement sont le solaire 26,6%, l'hydroélectricité 26,4%, l'éolien 25,1% et l'efficacité énergétique 9,4%.

5.3.3.3.6 Obligations verte FR0014012L86

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Montant alloué**
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE			
Solaire			**271,8**
Amérique du Nord	Anson II, Chillingham, Whithorn (réallocation)	États-Unis	
Amérique du Sud	Cruzeiro (acquisition de 5 centrales PV)	Brésil	
Asie	Khavda 4 (200MW), PTC (RAM), GUVNL (400MW)	Inde	
Europe	Meridion Cordoba, Sant Miquel	Espagne	
	CN'AIR	France	
	Ramacca, Suber	Italie	
Éolien			**148,6**
Amérique du Nord	Triple H (réallocation)	États-Unis	
Europe	Helga (acquisition), Windfloat (réallocation)	Allemagne	
	Windfloat	Portugal	
	Eolis Alizé	France	
Moyen-Orient	Gulf of Suez II	Égypte	
Hydroélectricité			**100,5**
Amérique du Sud	Equinox (acquisition de 2 centrales hydro)	Brésil	
Europe	CNR (maintenance)	France	
Géothermie et bioénergie			**4,3**
Europe	Grand Parc Energie, Macon (réallocation), Meudon	France	
INFRASTRUCTURES DE TRANSMISSION ET DISTRIBUTION			
Gaz renouvelables et bas carbone			**139,6**
Europe	Injection biométhane	France	
STOCKAGE D'ÉNERGIE			
Stockage d'électricité			**27,1**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) Carina, Hydra, Tortolas	États-Unis	
Europe	Coo 7.5	Belgique	
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE			
Efficacité énergétique			**8,1**
Europe	Distribution de chaleur/froid, contrat de performance énergétique	France, Italie	
TOTAL			**700,0**

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Europe, l'Amérique du Sud et l'Amérique du Nord avec respectivement 41,1%, 27,2% et 27,0% des montants investis.

Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont le solaire 38,8% l'éolien 21,2%, les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables et bas carbone 19,9% et l'hydroélectricité 14,4%.

5.3.3.3.7 Obligations verte FR0014013BG2

En millions d'euros	Projets	Pays	Montant alloué
PRODUCTION D'ÉNERGIE RENOUVELABLE			
Solaire			**181,2**
Amérique du Nord	Sypert Branch, Bluestone (réallocation)	États-Unis	
Amérique du Sud	Cruzeiro (acquisition de 5 centrales PV)	Brésil	
Europe	ENGIE Green	France	
Éolien			**160,4**
Amérique du Nord	Las Lomas (réallocation)		États-Unis
Europe	Cap Esteve, Fitou, Le Cayrol Saint Medard	France	
	Ocean Winds, Goya	Espagne	
Moyen-Orient	Gulf of Suez II	Égypte	
Hydroélectricité			**80,9**
Amérique du Sud	Equinox (acquisition de 2 centrales hydro)	Brésil	
Europe	CNR (maintenance)	France	
Bioénergie			**33,4**
Europe	Chaufferie biomasse (pour réseau chaleur urbain Rennes, ERENA, Limoges, Limoges)	France	
Hydrogène bas carbone			**12,8**
Asie et Océanie	Yuri	Australie	
STOCKAGE D'ÉNERGIE			
Stockage d'électricité			**24,9**
Amérique du Nord	Systèmes de stockage d'énergie par batterie (BESS) Avila	États-Unis	
EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE			
Efficacité énergétique			**6,4**
Europe	R&I	France	
TOTAL			**500,0**

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Europe, l'Amérique du Nord et l'Amérique du Sud avec respectivement 44,7%, 27,7% et 23,2% des montants investis.

Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont le solaire 36,2% l'éolien 32,1% et l'hydroélectricité 16,2%.

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 dédié Finance – Obligations Vertes du site internet du Groupe (www.engie.com/finance/credit/finance-verte).

5.3.4 Rapport de l'un des commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2025, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires "Green Bonds" du 14 juin 2024, du 28 octobre 2024, du 11 avril 2025, du 2 juillet 2025, du 11 septembre 2025 et du 13 octobre 2025

Exercice clos le 31 décembre 2025

A la Directrice générale,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la **« Société »**), et conformément à votre demande, nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance limitée sur les informations suivantes ("les Informations") :

- l'allocation, au 31 décembre 2025, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bonds » :
  - du 14 juin 2024 pour un montant total de 1 035 millions d'euros,
  - du 28 octobre 2024 pour un montant de 500 millions de livres sterling,
  - du 11 avril 2025 pour un montant de 300 millions de francs suisses en deux tranches,
  - du 2 juillet 2025 pour un montant de 100 millions d'euros,
  - du 11 septembre 2025 pour un montant de 700 millions d'euros et,
  - du 13 octobre 2025 pour un montant de 1 000 millions d'euros en deux tranches

  figurant dans le document ci-joint intitulé « *Obligations vertes* » (les **"Contrats d'Emission GB"**) ;
- les projets financés par l'Emission et identifiés comme éligibles par la Société ("Projets Eligibles").

Les Informations ont été préparées dans le contexte des émissions obligataires « Green Bonds » du 14 juin 2024, du 28 octobre 2024, du 11 avril 2025, du 2 juillet 2025, du 11 septembre 2025 et du 13 octobre 2025 (les "Offres d'Obligations Vertes") et du cadre du Référentiel défini par l'entité ("**Green Financing Framework**").

Conclusion d'assurance limitée

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 les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Green Financing Framework et aux bases de préparation définies dans la partie « Préparation des Informations par la Société ».

Nous n'exprimons pas de conclusion d'assurance sur les informations relatives à des périodes antérieures non couvertes par les Contrats d'Emission GB ou sur toute autre information non incluse dans les Contrats d'Emission GB. Nous n'avons pas examiné et ne fournissons pas d'assurance sur les autres informations relatives aux projets individuels rapportées.

Préparation des Informations par la Société

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur le site internet de la Société.

Responsabilité de la Société

Il appartient à la direction de :

- Sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- Sélectionner les projets éligibles en fonction des critères d'éligibilité ;
- Préparer les Informations en conformité avec les Contrats d'Emission GB et le Green Financing Framework ;
- Mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreur.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient de :

- Planifier et réaliser la mission afin d'obtenir une assurance limitée sur le fait que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci soient dues à une fraude ou à une erreur ;
- De formuler un avis motivé sur la base des procédures que nous avons conduites et des éléments que nous avons collectés ;
- De partager notre conclusion avec le management de la Société.

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 en revanche de :

- Remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission GB et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission GB ;
- Nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Eligibles postérieurement à leur allocation.

Doctrine professionnelle applicable

Nos travaux ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux exigences d'indépendance et aux autres exigences déontologiques du Code de déontologie des commissaires aux comptes français ainsi qu'aux dispositions de l'article L.821-28 du Code de commerce et aux normes de déontologies de l'IESBA (International Ethics Standard Board for Accountants).

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.

Nos travaux ont été mis en œuvre par une équipe indépendante et multidisciplinaire avec une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

La nature, le calendrier et l'étendue des procédures mises en œuvre sur ces informations dépendent de notre jugement professionnel, y compris l'évaluation des risques d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Nos travaux ont consisté à :

- Prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- Vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, en réalisant des procédures substantives sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission GB et dans le *Green Financing Framework* ;
- Vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, la correcte allocation des fonds levés lors des Emissions à des Projets Eligibles et leur allocation exclusive à des Projets Eligibles ;
- Vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Emissions ;
- Effectuer, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés des exercices clos le 31 décembre 2024 et le 31 décembre 2025 ;
- Vérifier la cohérence des informations concernant les fonds levés mais non alloués.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance limitée sont de nature et de calendrier différents de ceux d'une mission d'assurance raisonnable, et leur étendue est moindre. Par conséquent, le niveau d'assurance obtenu dans le cadre d'une mission d'assurance limitée est sensiblement inférieur à l'assurance qui aurait été obtenue si nous avions réalisé une mission d'assurance raisonnable.

Ce rapport a été préparé dans le contexte décrit ci-dessus et ne peut être utilisé, distribué ou mentionné à d'autres fins.

Paris-La Défense, 6 mars 2026

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Nadia Laadouli Laurence Dubois

5.4 ACTIONNARIAT

5.4.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION ENGIE À PARIS

2025	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	16,08	15,31	5 321 249
Février	17,39	15,55	6 642 278
Mars	18,06	16,79	6 797 322
Avril	18,92	17,43	8 312 899
Mai	18,05	17,63	5 142 198
Juin	19,93	18,94	4 602 773
Juillet	20,02	19,38	3 598 558
Août	19,18	17,69	4 173 228
Septembre	18,41	17,36	3 635 214
Octobre	20,35	18,34	4 103 794
Novembre	22,06	20,60	4 884 767
Décembre	22,41	21,41	3 294 395

(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 2025, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 3 347 486 actions auto-détenues.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT D'ENGIE AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2025				31 décembre 2024		31 décembre 2023	
	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	1 654 678 734	67,95	56,79	56,85	67,44	56,44	55,30	47,81
État	575 693 307	23,64	34,15	34,19	23,64	34,13	23,64	33,80
The Capital Group Companies	152 200 243	6,25	5,04	5,04	6,37	5,06	5,03	3,98
BlackRock	143 675 527	5,90	4,47	4,48	5,23	4,00	4,99	3,83
CDC	81 703 888	3,36	3,29	3,29	3,63	3,49	3,63	3,52
Actionnariat salarié	98 128 875	4,03	4,99	4,99	3,92	4,91	3,31	3,99
Auto-détention	3 347 486	0,14	0,10	0,00	0,39	0,29	0,57	0,43
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.

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seuls l'État, The Capital Group Companies et BlackRock détiennent, à la clôture de l'exercice 2025, une participation de plus de 5% du capital ou des droits de vote.

Le Groupe compte plus de 622 000 actionnaires individuels. Au 31 décembre 2025, ils détenaient environ 199 millions de titres, soit près de 8,2% du capital de la Société.

5.4.2.2 Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés

Au 31 décembre 2025, les salariés détenaient 98,1 millions d'actions ENGIE, soit 4,03% du capital et 4,99% 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	54,9 millions
FCPE Link International	16 millions
Formules d'actionnariat direct	27,2 millions
TOTAL DES ACTIONS DÉTENUES PAR LES SALARIÉS	**98,1 MILLIONS**

5.4.3 Franchissement de seuils légaux

Suite à l'acquisition et à la cession d'actions ENGIE sur le marché ainsi qu'à la variation du nombre d'actions détenues à titre de collatéral, BlackRock et The Capital Group Companies ont procédé à plusieurs déclarations de franchissement de seuil légal du vingtième (5%) du capital ou des droits de vote à la hausse ou à la baisse.

En dernier lieu :

- BlackRock a déclaré avoir franchi, à la hausse, le 27 février 2026, le seuil de 5% des droits de vote de la société ENGIE et détenir à cette date 6,79% du capital et 5,13% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE hors et sur le marché et d'une augmentation du nombre d'actions ENGIE détenues à titre de collatéral ;
- The Capital Group Companies a déclaré avoir franchi, à la hausse, le 28 novembre 2025, le seuil de 5% des droits de vote de la société ENGIE et détenir à cette date 6,25% du capital et 5,05% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE sur le marché.
- L'Etat, par l'intermédiaire de l'Agence des Participations de l'Etat, a déclaré avoir franchi, à la baisse, le 4 mars 2026, le seuil du tiers des droits de vote de la société ENGIE et détenir à cette date 22,64% du capital et 33,08% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte de la non-participation de l'Etat à l'augmentation de capital de la Société réalisée le 27 février 2026.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seuls l'État, BlackRock et The Capital Group Companies détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.4.4 Action spécifique

En application des articles L.111-68 et L.111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE SA 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.

Aux termes des articles D.111-20 et D.111-21 du Code de l'énergie, l'action spécifique confère à l'État le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE SA 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 gaziers situés en France et 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.

Les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État 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.

Toute décision de cette nature doit être déclarée au ministre chargé de l'Économie. Les décisions 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. 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 mis à jour la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et a relevé son niveau plancher de dividende à partir de 2025 à 1,10 € par action comparé à 0,65 € précédemment.

Ainsi, pour 2025, le Conseil d'Administration a proposé de distribuer 67% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,35 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 29 avril 2026.

En outre, afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale 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% ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5% du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé, cette majoration et ce plafond étant le maximum 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.

Les perspectives et *guidance* du Groupe, présentées en Section 6.1.1.1.3 Perspectives et guidance 2026-2028, 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)*
2020	0,53
2021	0,85
2022	1,40
2023	1,43
2024	1,48

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 d'enregistrement universel et à la connaissance d'ENGIE, il n'existe aucun pacte d'actionnaires, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle de la Société.

5.5 CALENDRIER DES COMMUNICATIONS FINANCIÈRES

Publication des résultats annuels 2025 et des ambitions à moyen terme	25 février 2026
Assemblée Générale des actionnaires	29 avril 2026
Publication des résultats du premier trimestre 2026	7 mai 2026
Publication des résultats semestriels 2026	31 juillet 2026
Publication des informations financières des neuf premiers mois 2026	5 novembre 2026



6

INFORMATIONS FINANCIÈRES RFA

6.1 Examen de la situation financière 342
6.1.1 Rapport d'activité 342
6.1.2 Trésorerie et capitaux 353

6.2 Comptes consolidés 354
6.2.1 États financiers consolidés 354
6.2.2 Notes aux comptes consolidés 359

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 468

6.4 Comptes sociaux 475
6.4.1 États financiers sociaux 475
6.4.2 Notes aux comptes sociaux 479
6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 525
6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 526

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 527

6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE au 31 décembre 2025

Résultats d'ENGIE au 31 décembre 2025

- Nouvelle année de résultats solides.
- Proposition d'un dividende de 1,35 euro par action pour 2025.
- Perspectives moyen terme 2026-2028 illustrant le profil de croissance du Groupe.
- Acquisition relutive de UKPN, distributeur d'électricité de référence.

Faits marquants

- Objectifs atteints dans les activités Renouvelables & Batteries avec 57,2 GW de capacités installées à fin décembre 2025 et près de 8 GW en cours de construction.
- Augmentation record des capacités renouvelables et de batteries avec 6,2 GW ajoutés.
- ENGIE reste leader des PPAs corporate avec 4,8 GW signés.
- Forte contribution de l'activité *Networks*.
- Stabilisation des conditions de marché achevée Progrès continu dans la trajectoire Net Zero 2045 avec une baisse de 57% à 45 Mt en 2025 vs. 2017 des émissions de GES liées à la production d'énergie.
- Transfert des réacteurs Tihange 3 et Doel 4 au sein d'une co-entreprise détenue à parts égales avec l'État belge et succès du redémarrage des réacteurs.

Performance financière

- Résultats 2025 dans le haut de la guidance avec un RNRpg [1] de 4,9 milliards d'euros.
- EBIT hors nucléaire à 8,8 milliards d'euros, en hausse organique de 2,2%.
- Contribution élevée de 823 millions d'euros du plan de performance.
- Forte génération de cash avec un CFFO [2] de 13,6 milliards d'euros.
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique/EBITDA stable à 3,1x et une dette nette économique en recul de 2,7 milliards d'euros à 45,2 milliards d'euros.
- Dette financière nette en hausse de 5,7 milliards d'euros à 38,9 milliards d'euros reflétant le *cash-out* lié à l'accord nucléaire en Belgique.
- Proposition d'un dividende de 1,35 euro par action pour 2025, correspondant à un *pay-out* de 67%.
- En 2026, RNRpg attendu entre 4,6 milliards d'euros et 5,2 milliards d'euros.

6.1.1.1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2025

En milliards d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	71,9	73,8	-2,5%	-0,7%
EBITDA (hors Nucléaire)	13,4	13,4	+0,2%	+2,8%
EBITDA	14,7	15,6	-5,4%	-3,2%
EBIT (hors Nucléaire)	8,8	8,9	-1,5%	+2,2%
Résultat net récurrent, part du Groupe	4,9	5,5	-11,5%	-7,3%
Résultat net, part du Groupe	3,8	4,1	-6,8%	
CAPEX [1]	7,9	10,0	-20,3%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	13,6	13,1	+4,4%	
Endettement financier net	38,9	+5,7 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2024		
Dette nette économique	45,2	-2,7 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2024		
Dette nette économique/EBITDA	3,1x	stable par rapport au 31 déc. 2024		

(1) Net des produits de cession, du schéma de tax incentives et incluant la dette nette acquise.

6.1.1.1.2 Acquisition de UK Power Networks (UKPN)

ENGIE a annoncé, le 25 février 2026, la signature d'un accord en vue de l'acquisition de 100% d'UKPN, le distributeur d'électricité de référence au Royaume-Uni. Le Groupe franchit ainsi une étape majeure dans son ambition de devenir la meilleure *Utility* de la transition énergétique en se renforçant dans les réseaux d'électricité régulés. Cette acquisition ancre par ailleurs la présence du Groupe au Royaume-Uni, qui deviendrait son deuxième pays en termes de contribution à l'EBIT.

(1) Résultat net récurrent, part du Groupe.
(2) Cash Flow From Operation = Free Cash Flow avant CAPEX de maintenance et dépenses de sortie du nucléaire.

6.1.1.1.3 Perspectives et *guidance* 2026-2028

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2026, 2027 et 2028 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe.

Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du Règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décris dans la Note 13 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 décrites dans les états financiers consolidés.

Perspectives et *guidance* 2026-2028 illustrant le nouveau profil de croissance d'ENGIE

ENGIE prévoit d'atteindre un résultat net récurrent part du Groupe compris entre 4,6 et 5,2 milliards d'euros en 2026 contre une fourchette de 4,2 à 4,8 milliards d'euros annoncée précédemment, en raison de l'intégration d'UKPN à partir du 1er juillet et de l'ajustement du portefeuille d'actifs. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,7 à 9,7 milliards d'euros (contre 8,2 à 9,2 milliards d'euros précédemment).

Perspectives 2026-2028

À partir de 2026, conformément à la trajectoire annoncée, le Groupe entre dans une nouvelle phase de croissance durable de ses résultats portée par la contribution de ses investissements, y compris dans les réseaux de distribution d'électricité, et son plan de performance, et ce malgré des conditions de marché de l'énergie plus faibles et une évolution défavorable des hypothèses de change. Le Groupe prévoit également un taux d'impôt plus bas sur la période. En 2028, le résultat net récurrent part du Groupe devrait ainsi atteindre un niveau compris entre 5,2 et 5,8 milliards d'euros. L'EBIT hors nucléaire est attendu dans une fourchette indicative de 10,3 à 11,3 milliards d'euros.

Pour 2026-2028, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	**2026**	**2027**	**2028**
EBIT hors Nucléaire (nouvelle)	**8,7 – 9,7**	**9,8 – 10,8**	**10,3 – 11,3**
EBIT hors nucléaire (précédente)	8,2 – 9,2	9,0 – 10,0	N/A
Guidance RNRpg (nouvelle)	**4,6 – 5,2**	**4,9 – 5,5**	**5,2 – 5,8**
Guidance RNRpg (précédente)	4,2 – 4,8	4,4 – 5,0	N/A

Hypothèses sous-jacentes

Les hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- *guidance* et indications sur la base des activités poursuivies ;
- absence de changement de méthode comptable ;
- absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique ;
- taxes basées sur les textes légaux en vigueur et contingences additionnelles ;
- répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France ;
- température moyenne en France ;
- production hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- taux de change moyen :
  - €/USD : 1,18, 1,20 et 1,21 en 2026, 2027 et 2028,
  - €/BRL : 6,38 en 2026, 2027 et 2028,
  - €/GBP : 0,88, 0,89 et 0,90 en 2026, 2027 et 2028 ;
- prix des commodités au 31 décembre 2025 ;
- résultat financier net récurrent en hausse de -2,2 à - 2,4 milliards d'euros en 2026 à -2,6 à -2,9 milliards d'euros en 2028 ;
- taux récurrent effectif d'imposition (y compris surtaxe en France) : c. 20-23% ;
- UKPN :
  - **Acquisition UKPN :**
    - *closing* de la transaction fin juin 2026,
    - exécution du plan de financement et de cessions,
    - conversion provisoire des principes comptables et allocation du prix d'acquisition aux actifs et passifs acquis.

Contribution UKPN [1] y compris considérations de financement [2]	**2026**	**2027**	**2028**
	RNRpg indication	RNRpg indication	RNRpg indication
	0,2 à 0,4 milliard d'euros	0,3 à 0,5 milliard d'euros	0,4 à 0,6 milliard d'euros

(1) Contribution aux états financiers d'ENGIE.
(2) Les considérations de financement reflètent les effets combinés de la transaction, complétées par des cessions ciblées et des réductions de CAPEX afin de contribuer au financement de la transaction.

6.1.1.1.4 Proposition d'un dividende de 1,35 euro par action en 2025

Pour 2025, le Conseil a proposé un dividende de 1,35 euro par action, correspondant à un taux de distribution de 67% du résultat net récurrent part du Groupe, sur la base du nombre actuel d'actions. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 29 avril 2026.

6.1.1.1.5 Bonne exécution du plan stratégique

Renewable & Flex Power

En 2025, les capacités installées de renouvelables et de stockage ont augmenté de 6,2 GW avec l'ajout de 2,4 GW aux États-Unis, 1,6 GW en Europe, 1,6 GW en Amérique latine et 0,6 GW en AMEA. La capacité totale de renouvelables et de stockage d'ENGIE s'élève à 57,2 GW. Au 31 décembre 2025, les 90 projets en cours de construction par ENGIE représentent une capacité totale de 7,9 GW. Le Groupe a par ailleurs signé 4,8 GW de contrats d'achat d'électricité (PPA, *Power Purchase Agreement*), en hausse de 11% par rapport à 2024.

En 2025, ENGIE a poursuivi le déploiement de ses actifs renouvelables et de flexibilité. En Belgique, le Groupe a mis en service le parc de batteries de Vilvorde d'une capacité totale de 200 MW/800 MWh. En Inde, ENGIE a remporté son premier projet de stockage par batteries (BESS), d'une capacité de 280 MW, constituant le deuxième plus grand projet de batteries du Groupe à l'échelle mondiale. Au Chili, ENGIE a lancé un projet de batteries sur l'ancien site charbon de Mejillones (140 MW/802 MWh), contribuant à la reconversion du site et au renforcement de la flexibilité du système électrique du pays. Au Brésil, le Groupe a mis en service le complexe éolien Serra do Assuruá (846 MW) dans l'État de Bahia, son plus grand projet éolien terrestre au monde. Au Moyen-Orient, ENGIE a franchi une étape structurante avec la signature d'un PPA solaire de 1,5 GW pour le projet Khazna à Abu Dhabi.

Le Groupe confirme son objectif de capacité totale installée de renouvelables et de stockage de 95 GW en 2030, soutenu par un pipeline de 121 GW à fin décembre 2025, soit 6 GW de plus qu'à fin décembre 2024.

Data centers

ENGIE dispose d'avantages déterminants pour accompagner l'essor des data centers : un accès rapide à l'énergie grâce à l'exploitation de son parc d'actifs existants et de son ancrage local ; la capacité de fournir rapidement des volumes additionnels grâce à son pipeline de projets renouvelables et de batteries à travers le monde ; enfin, une expertise reconnue en approvisionnement et *energy management* permettant d'optimiser durablement la compétitivité énergétique du secteur de la tech et des *data centers*.

Fort de ces atouts, le Groupe a fixé ses objectifs à horizon 2030, soit 3 à 4 GW de *data centers* colocalisés pour lesquels ENGIE dispose d'un pipeline de 6 GW à fin décembre 2025, facilitant le déploiement de 5 GW de capacités de renouvelables et de batteries et 50 TWh d'électricité livrée au segment de la tech et des datas centres.

Gas generation

ENGIE a réalisé avec succès la mise en service de la nouvelle centrale électrique à cycle combiné gaz-vapeur de Flémalle. La Belgique dispose ainsi de 875 MW supplémentaires de capacité de production d'électricité. L'installation sera principalement utilisée pour répondre aux pics de demande et pour équilibrer le réseau.

En décembre, au Chili, ENGIE a déconnecté trois unités de la centrale électrique au charbon de Mejillones, dont deux opéraient depuis près de 30 ans. Le Groupe a ainsi retiré 711 MW de capacité charbon et a commencé la conversion de la troisième unité de ce site vers le gaz naturel (377 MW) afin d'apporter de la flexibilité au réseau et d'en assurer la fiabilité.

Au quatrième trimestre, le Groupe a finalisé la cession de ses actifs de production de gaz et de dessalement au Koweït et au Bahreïn, complétant ainsi la cession, en début d'année, d'une CCGT au Pakistan et d'une participation de 15,7% dans la centrale électrique de Safi au Maroc.

Networks

En 2025, ENGIE a mis en service le premier tronçon de 334 km du réseau de transport Asa Branca à Bahia, une infrastructure stratégique qui s'étendra sur plus de 1 000 km dans les États de Bahia, Minas Gerais et Espírito Santo. Le Groupe poursuit la mise en œuvre du projet Graúna, qui prévoit la construction de 780 km de lignes de transport d'électricité entre le Paraná et Santa Catarina, ainsi que la construction des 660 km restants du projet Asa Branca. ENGIE a également reçu l'autorisation d'exploiter la section *brownfield* du projet Graúna au Brésil, attribué lors de l'appel d'offres de 2024. La section comprend deux postes électriques et quatre lignes de transmission totalisant 162 km. À horizon 2030, le Groupe confirme son objectif de 10 000 km de lignes en opération, principalement en Amérique latine.

Les activités de biométhane ont par ailleurs poursuivi leur progression en France, avec une capacité de production annuelle atteignant 14,5 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE, soit une augmentation de 1,5 TWh par rapport à fin 2024. ENGIE maintient son objectif d'atteindre, en 2030, 50 TWh/an de capacité de production de biométhane raccordés aux réseaux d'ENGIE en France.

Local Energy Infrastructures

Local Energy Infrastructures a poursuivi en 2025 sa dynamique de croissance, totalisant 9,5 milliards d'euros de prises de commandes. Le développement des réseaux de chaleur et de froid s'est renforcé, avec 56 nouveaux réseaux et 32 avenants, au sein d'un parc qui compte aujourd'hui 372 réseaux exploités et un flux soutenu de projets en cours de réalisation, en ligne avec l'objectif de 550 réseaux à l'horizon 2030.

La décarbonation sur site pour l'industrie continue de progresser, avec près de 200 sites industriels désormais couverts en Europe.

Enfin, plus de 1 300 Contrats de Performance Énergétique ont été remportés en 2025 dans le segment Bâtiments, confirmant la montée en puissance des solutions d'efficacité énergétique et leur contribution croissante à la transition bas carbone.

Allocation de capital

En 2025, les investissements bruts se sont élevés à 7,9 milliards d'euros. Les investissements de croissance nets se sont établis à 5,2 milliards d'euros, en baisse par rapport à l'an passé, principalement en raison de décalages de projets aux États-Unis. Plus de 75% ont été consacrés aux activités *Renewable & Flex Power* et *Networks*.

Plan de performance

En 2025, ENGIE a maintenu sa dynamique d'excellence opérationnelle avec une contribution de 823 millions d'euros des résultats du plan de performance. Ces très bons résultats reflètent le redressement des activités les moins performantes, comme anticipé, ainsi que l'accélération de la compétitivité du Groupe et l'amélioration de l'efficacité des fonctions support.

6.1.1.1.6 Nucléaire en Belgique

En Belgique, ENGIE a mené à bien les opérations liées à la prolongation de Tihange 3 et Doel 4, qui ont été reconnectés au réseau le 10 juillet 2025 et le 8 octobre 2025 respectivement.

Cette étape a déclenché le paiement à l'État belge de la seconde et dernière tranche au titre du transfert de la responsabilité des déchets nucléaires et du combustible usé. Les deux unités prolongées sont désormais exploitées au sein d'une coentreprise détenue à parts égales par l'État belge et ENGIE, dans un cadre quasi régulé.

Conformément au calendrier de sortie progressive du nucléaire en Belgique, les réacteurs de Doel 1, Tihange 1, Doel 2 ont été mis définitivement à l'arrêt le 14 février 2025, le 30 septembre 2025 et le 30 novembre 2025 respectivement.

Le processus triennal de révision des provisions de démantèlement dirigé par la CPN est toujours en cours. Dans le cadre de ce processus, l'ONDRAF a publié un rapport faisant état d'une hausse significative des estimations de coûts des futurs travaux, notamment des marges de contingence associées, par rapport aux estimations précédentes retenues par la CPN en 2022. ENGIE estime, du fait de l'expérience acquise ces trois dernières années au cours de la mise à l'arrêt de plusieurs unités et des travaux approfondis réalisés dans la période, qu'il existe, d'un point de vue industriel, peu de justification à un ajustement à la hausse de ces estimations. Les discussions avec les autorités se poursuivent et la CPN devrait finaliser ses remarques au cours de la première quinzaine d'avril. Les provisions à fin 2025 sont basées sur les hypothèses de la révision de 2022.

6.1.1.1.7 Des progrès significatifs réalisés sur les objectifs ESG clés

En 2025, conformément à ses engagements, le Groupe a finalisé sa sortie du charbon en Europe continentale.

Au cours de cette même année, les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie ont atteint 45 millions de tonnes, représentant une baisse de 57% par rapport à 2017. Cette réduction notable résulte directement de la stratégie du Groupe qui vise à fortement développer les énergies renouvelables et rationaliser son portefeuille de centrales à gaz à l'échelle mondiale.

Parallèlement, la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité d'ENGIE est passée de 43% à fin 2024 à 50% à fin décembre 2025, principalement grâce à l'augmentation des capacités renouvelables sur l'ensemble de l'année et la sortie des capacités thermiques.

Concernant les objectifs de diversité de genre, ENGIE comptait 33% de femmes au sein du management à fin 2025, un chiffre une nouvelle fois en hausse par rapport à l'année précédente. Le Groupe poursuit les plans d'actions mis en œuvre afin d'atteindre un objectif d'équilibre managérial de 40% à 60% entre les femmes et les hommes.

6.1.1.1.8 Santé et sécurité

En 2025, ENGIE a poursuivi la mise en œuvre de son plan de transformation global ENGIE *One Safety*, dont l'ambition est d'éliminer durablement les accidents graves et mortels. Cette année, les efforts se sont concentrés sur deux leviers majeurs : le déploiement de l'outil digital *One Safety Tool* et la gestion ciblée des risques liés à nos activités, aux côtés de nos salariés comme de nos sous-traitants.

Malgré ces avancées, une personne a perdu la vie en 2025 alors qu'elle travaillait pour un sous-traitant du Groupe. Cet accident rappelle avec force que l'objectif zéro fatalité demeure une priorité absolue pour 2026.

Par ailleurs, ENGIE a réussi à stabiliser le nombre d'accidents avec arrêt de travail dans un contexte de profil de risques plus élevé. Le taux de fréquence de ces accidents s'établit à 1,7 fin 2025, comme en 2024.

6.1.1.1.9 Revue des données financières de l'année 2025

Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 71,9 milliards d'euros, en baisse de 2,5% en brut et de 0,7% en organique.

En millions d'euros	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**Variation brute** *(en %)*	**Variation organique** *(en %)*
Renewable & Flex Power	9 860	10 398	-5,2%	-0,8%
Infrastructures	16 823	16 136	+4,3%	+6,1%
Supply & Energy Management	42 495	44 717	-5,0%	-4,1%
Autres	2 226	2 492	-10,7%	-1,4%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (HORS NUCLÉAIRE)	**71 405**	**73 744**	**-3,2%**	**-1,3%**
Nucléaire	539	68	NC	NC
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**71 944**	**73 812**	**-2,5%**	**-0,7%**

EBITDA

L'EBITDA s'est établi à 14,7 milliards d'euros, en baisse de 5,4% en brut et de 3,2% en organique.

L'EBITDA (hors Nucléaire) s'est établi à 13,4 milliards d'euros, en hausse de 0,2% en brut et 2,8% en organique.

EBIT

L'**EBIT** (hors Nucléaire) s'est établi à 8,8 milliards d'euros, en baisse de 1,5% en brut et en hausse de 2,2% en organique.

- Taux de change : effet global négatif de 169 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du réal brésilien et du dollar américain.
- Variation du périmètre : effet périmètre net de 157 millions d'euros, lié notamment à la vente de 15,66% de Safi (Maroc), ainsi que la cession de Senoko (Singapour) et Uch (Pakistan).
- Température en France : l'effet température normatif a généré une variation positive de 43 millions d'euros par rapport en 2024 pour les *Networks*, *BtoC* et *BtoB* en France.

CONTRIBUTION DES ACTIVITÉS À L'EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Renewable & Flex Power	**3 577**	**3 695**	**-3,2%**	**+3,3%**
Renouvelables & Batteries	2 485	2 391	+3,9%	+6,2%
Gas generation	1 093	1 303	-16,2%	-2,9%
Infrastructures	**3 536**	**2 921**	**+21,1%**	**+24,0%**
Networks	3 054	2 430	+25,7%	+28,8%
Local Energy Infrastructures	482	491	-1,7%	+0,4%
Supply & Energy Management	**2 357**	**3 010**	**-24,0%**	**-23,7%**
One BtoC	525	707	-25,7%	-26,8%
One BtoB	1 200	1 080	+11,1%	+12,2%
Energy Management	632	1 315	-51,9%	-51,6%
Autres	**(714)**	**(823)**	**+13,3%**	**+15,0%**
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	**8 757**	**8 893**	**-1,5%**	**+2,2%**
Nucléaire	714	1 448	-50,7%	-50,7%
TOTAL EBIT	**9 471**	**10 341**	**-8,4%**	**-5,5%**

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. 2025
Renewable & Flex Power	**635**	**635**	**1 253**	**736**	**402**	**(84)**	**3 577**
Renouvelables & Batteries	468	444	895	664	96	(82)	2 485
Gas generation	167	191	358	72	306	(1)	1 093
Infrastructures	**2 463**	**346**	**739**	**(5)**	**43**	**(51)**	**3 536**
Networks	2 155	204	739	(5)	(3)	(36)	3 054
Local Energy Infrastructures	308	142	-	-	46	(14)	482
Supply & Energy Management	**829**	**1 262**	**72**	**154**	**71**	**(33)**	**2 357**
Autres	**13**	**(3)**	**-**	**(83)**	**6**	**(647)**	**(714)**
EBIT HORS NUCLÉAIRE	**3 941**	**2 241**	**2 064**	**803**	**523**	**(814)**	**8 757**
Nucléaire	355	359	-	-	-	-	714
TOTAL EBIT	**4 296**	**2 600**	**2 064**	**803**	**523**	**(814)**	**9 471**

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	**960**	**668**	**1 208**	**403**	**515**	**(60)**	**3 695**
Renouvelables & Batteries	594	505	915	345	93	(60)	2 391
Gas generation	366	163	294	58	422	-	1 303
Infrastructures	**1 809**	**361**	**759**	**(10)**	**67**	**(64)**	**2 921**
Networks	1 520	195	759	(10)	(3)	(30)	2 430
Local Energy Infrastructures	289	166	-	-	70	(34)	491
Supply & Energy Management	**1 771**	**1 172**	**55**	**133**	**6**	**(36)**	**3 101**
Autres	**8**	**(8)**	**(2)**	**(162)**	**(2)**	**(657)**	**(823)**
EBIT HORS NUCLÉAIRE	**4 548**	**2 193**	**2 020**	**364**	**585**	**(817)**	**8 893**
Nucléaire	423	1 025	-	-	-	-	1 448
TOTAL EBIT	**4 971**	**3 218**	**2 020**	**364**	**585**	**(817)**	**10 341**

RENEWABLE & FLEX POWER

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	4 962	4 903	+1,2%	+6,2%
EBIT	**3 577**	**3 695**	**-3,2%**	**+3,3%**
Renouvelables & Batteries	2 485	2 391	+3,9%	+6,2%
Gas generation	1 093	1 303	-16,2%	-2,9%
INDICATEURS DE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE				
Renouvelables & Batteries				
Ajout de capacité (GW à 100%)	6,2	5,1	1,1	
Volumes hydro – France (TWh à 100%)	14,6	18,4	(3,9)	
CNR – prix captés *(en euros/MWh)* (1)	108,0	104,0	+4,0%	
Gas generation				
CSS moyen capté – Europe *(en euros/MWh)*	24	42	-43,0%	
Facteur de charge Europe *(en %)*	25,0	19,0	+5 pts	
Taux d'indisponibilité non planifié *(en %)*	3,7	3,7	-	

(1) Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR.

L'EBIT des activités **Renouvelables & Batteries** a enregistré une hausse organique de 6,2%, porté par la contribution des nouveaux actifs mis en service en Amérique du Nord, en Amérique latine et en Europe ainsi que par une amélioration de la performance opérationnelle. En Europe, la baisse des volumes liée à une hydrologie moins favorable en France par rapport à des conditions exceptionnellement élevées en 2024 a été partiellement compensée par la diminution de la taxe CNR en France.

L'EBIT des activités ***Gas generation*** a baissé de 2,9% en organique, en raison de la diminution des *spreads* captés en Europe et sur une base de comparaison élevée. Cette évolution a été partiellement compensée par un effet prix favorable à l'international, notamment en Australie, au Chili et au Pérou, par la fin de la taxe intramarginale en France, et par des *one-offs* positifs.

INFRASTRUCTURES

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	5 914	5 291	+11,8%	+13,4%
EBIT	**3 536**	**2 921**	**+21,1%**	**+24,0%**
Networks	3 054	2 430	+25,7%	+28,8%
Local Energy Infrastructures	482	491	-1,7%	+0,4%
INDICATEURS DE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE				
Networks				
BAR France *(en milliards d'euros)* (vs déc. 2024)	32,1	32,1	-	
Lignes transmission électriques *(en km)* (vs déc. 2024)	5 892	5 439	453	
Local Energy Infrastructures				
Marge d'EBIT	+5,5%	+5,5%	-5 pb	

L'EBIT des activités ***Networks*** est en hausse de 28,8% en organique, porté par l'impact positif des nouveaux tarifs en France et en Europe, une meilleure performance opérationnelle et, dans une moindre mesure, par des conditions climatiques plus froides en France et en Europe. En Amérique latine, l'EBIT a été soutenu par l'indexation des tarifs au Brésil et au Mexique, ainsi que la construction et la mise en service de lignes électriques au Brésil.

L'EBIT de ***Local Energy Infrastructures*** a enregistré une légère hausse organique de 0,4%, en amélioration depuis les neuf premiers mois de 2025. L'EBIT a été soutenu par une meilleure performance opérationnelle, des réductions de coûts, le développement sélectif de nouveaux projets ainsi qu'un effet climat favorable avec des températures plus froides en 2025 ayant soutenu les ventes de chaleur. Ces éléments ont permis de compenser la baisse des *spreads* captés par les installations de cogénération due à la normalisation anticipée des prix de marché.

SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	2 824	3 599	+21,5%	+21,0%
EBIT	**2 357**	**3 101**	**+24,0%**	**+23,7%**
One BtoC	525	707	-25,7%	+26,8%
One BtoB	1 200	1 080	+11,1%	+12,2%
Energy Management	632	1 315	-51,9%	-51,6%

L'EBIT de l'activité ***One BtoC*** a baissé de 26,8% en organique principalement en raison d'une base de comparaison exceptionnellement élevée l'an passé, liée à des éléments non récurrents et à des effets de *timing* favorables. Cette baisse a été partiellement compensée par de bonnes marges commerciales en Europe dans un environnement de marché qui permet la pleine valorisation du coût du risque et par la poursuite des actions de performance.

L'EBIT de l'activité ***One BtoB*** est ressorti en hausse organique de 12,2% porté par des effets *one-off* favorables ainsi que par une très bonne dynamique commerciale avec des niveaux de marges conformes aux attentes, et la poursuite de l'impact positif, bien qu'en légère diminution par rapport à 2024, des contrats signés historiquement à des conditions favorables.

L'EBIT d'***Energy Management*** a diminué de 51,6% en organique. Ce recul reflète principalement la poursuite de la normalisation des conditions de marché, un niveau de relâchements de réserves de marché inférieur à celui de 2024, une activité plus faible en 2025 en raison des incertitudes géopolitiques et économiques ainsi qu'un *one-off* négatif lié aux coûts de transport du gaz en Autriche et aux Pays-Bas au premier semestre 2025. À l'inverse, en 2024, l'EBIT avait bénéficié d'un *one-off* positif lié à la renégociation de contrats gaziers.

NUCLÉAIRE

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 318	2 174	-39,3%	-39,3%
EBIT	**714**	**1 448**	**-50,7%**	**-50,7%**
INDICATEURS DE PERFORMANCE OPÉRATIONNELLE				
Production (BE + FR, @share, TWh)	23,4	31,5	-26,0%	
Disponibilité (Belgique à 100%)	+79,0%	+86,2%	-720 pb	

L'EBIT de l'activité nucléaire a affiché une baisse organique de 50,7% en 2025 en raison principalement d'un effet volume négatif lié à l'arrêt, au cours de l'année, de Doel 1, Tihange 1 et Doel 2, ainsi qu'aux arrêts de conformité de Tihange 3 de Doel 4 au deuxième et troisième trimestre 2025 respectivement, avant leur apport à la co-entreprise détenue à 50% par ENGIE. Cette diminution s'explique également par la baisse des prix captés en Europe.

Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute/organique *(en %)*
Chiffres d'affaires	**71 944**	**73 812**	**-2,5%**
Effet périmètre	(71)	(716)	-
Effet change	-	(720)	-
Données comparables	**71 873**	**72 376**	**-0,7%**

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute/organique *(en %)*
EBITDA	**14 733**	**15 566**	**-5,4%**
Effet périmètre	(76)	(201)	-
Effet change	-	(220)	-
Données comparables	**14 657**	**15 145**	**-3,2%**

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute/organique *(en %)*
EBIT	**9 471**	**10 341**	**-8,4%**
Effet périmètre	(35)	(191)	-
Effet change	-	(169)	-
Données comparables	**9 436**	**9 980**	**-5,5%**

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.

Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de l'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute *(en %)*
EBIT	**9 471**	**10 341**	**-8,4%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	29	(309)	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(386)	(212)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 113**	**9 820**	**-7,2%**
Pertes de valeur	(778)	(709)	
Restructurations	(303)	(369)	
Effets de périmètre	217	439	
Autres éléments non récurrents	42	(151)	
Résultat des activités opérationnelles	**8 291**	**9 030**	**-8,2%**
Résultat financier	(1 973)	(1 842)	
Impôts sur les bénéfices	(1 570)	(2 215)	
RÉSULTAT NET	**4 748**	**4 973**	
Résultat net récurrent part du Groupe	**4 896**	**5 531**	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,96**	**2,25**	
Résultat net part du Groupe	**3 827**	**4 106**	
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	**921**	**867**	

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. 2025	31 déc. 2024
Résultat net récurrent part du Groupe	**4 896**	**5 531**
Pertes de valeur	(778)	(709)
Restructurations	(303)	(369)
Effets de périmètre	217	439
Autres éléments non récurrents	42	(151)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	29	(309)
Part non récurrente du résultat financier	26	66
Part non récurrente des impôts sur les bénéfices	76	(181)
Autres	(377)	(211)
Résultat net part du Groupe	**3 827**	**4 106**

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 8,3 milliards d'euros (voir Note 9 "Autres éléments du résultat des activités opérationnelles").

Retraité des éléments non récurrents, le **résultat financier** s'élève à -2,0 milliards d'euros au 31 décembre 2025, sans variation majeure par rapport au 31 décembre 2024 (-1,9 milliard d'euros).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2025 s'établit à 1,6 milliard d'euros (contre une charge d'impôt de 2,2 milliards d'euros au 31 décembre 2024).

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 25,5% à fin décembre 2025 contre 27,6% à fin décembre 2024.

Le **résultat net récurrent part du Groupe** s'est élevé à 4,9 milliards d'euros contre 5,5 milliards d'euros au 31 décembre 2024.

Le **résultat net part du Groupe** s'est élevé à 3,8 milliards d'euros, en légère baisse de 0,3 milliard d'euros par rapport à 2024.

6.1.1.1.10 Maintien d'un bilan solide

Évolution de l'endettement financier net

L'**endettement financier net** s'est élevé à 38,9 milliards d'euros, en hausse de 5,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette augmentation est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 7,9 milliards d'euros ;
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle pour 4,5 milliards d'euros ;
- au financement et dépenses encourues liés au nucléaire en Belgique à hauteur de 8,4 milliards d'euros.

Ces éléments ont été partiellement compensés par un *Cash Flow From Operations* de 13,6 milliards d'euros et par d'autres éléments, principalement des cessions, à hauteur de 1,5 milliard d'euros.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,6x, en hausse de 0,5x par rapport au 31 décembre 2024.

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Endettement financier net	38 902	33 223
EBITDA	14 733	15 566
RATIO DETTE NETTE/ EBITDA	**2,64**	**2,13**

La **dette nette économique** s'est élevée à 45,2 milliards d'euros, en baisse de 2,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2024.

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'est élevé à 3,1x, stable par rapport au 31 décembre 2024 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Dette nette économique	45 182	47 874
EBITDA	14 733	15 566
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,07**	**3,08**

Rating

- S&P : BBB+/A-2 avec perspective Stable ;
- Moody's : Baa1/P-2 avec perspective Stable ;
- Fitch : BBB+/F1 avec perspective Stable.

Le ***Cash Flow From Operations*** s'est établi à 13,6 milliards d'euros, en hausse de 0,6 milliard d'euros par rapport à 2024. Ce niveau très élevé reflète la force du modèle économique du Groupe.

Le **Besoin en Fonds de Roulement** était positif de 1,4 milliard d'euros, avec une variation annuelle positive de 1,6 milliard d'euros en raison notamment de l'effet favorable des appels de marge (+0,8 milliard d'euros) et de l'impact cash positif de la sortie progressive des activités nucléaires (+0,6 milliard d'euros).

Le niveau de **liquidité** s'est établi à 21,6 milliards d'euros au 31 décembre 2025, dont 15,3 milliards d'euros de disponibilités [(1)].

Autres postes de l'état de la situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation nette
Actifs non courants	**110 855**	**110 185**	**671**
Dont goodwill	*13 110*	*13 291*	*(181)*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*73 418*	*72 352*	*1 066*
Dont instruments financiers dérivés	*5 347*	*6 689*	*(1 341)*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*7 192*	*8 373*	*(1 180)*
Actifs courants	**58 394**	**79 359**	**(20 965)**
Dont créances commerciales et autres débiteurs	*13 573*	*16 173*	*(2 600)*
Dont instruments financiers dérivés	*6 120*	*6 366*	*(247)*
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*388*	*1 248*	*(859)*
Capitaux propres	**40 830**	**41 458**	**(628)**
Total Passifs hors capitaux propres	**128 419**	**148 086**	**(19 917)**
Provisions	17 968	33 621	(15 652)
Dettes financières	54 568	52 006	2 562
Instruments financiers dérivés	12 001	13 646	(1 645)
Autres passifs	43 882	48 812	(4 930)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*310*	*560*	*(250)*

(1) Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires.

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'élèvent à 73,4 milliards d'euros, en hausse de 1,0 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+8,8 milliards d'euros), partiellement compensés par des amortissements (-5,2 milliards d'euros) et des variations de change (-2,3 milliards d'euros, principalement sur le dollar américain) (voir Note 13 "Actifs immobilisés").

Les ***goodwill*** s'élèvent à 13,1 milliards d'euros, stable par rapport au 31 décembre 2024 (voir Note 13 "Actifs immobilisés").

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** s'élèvent à 7,2 milliards d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2024.

Les **capitaux propres totaux** s'élèvent à 40,8 milliards d'euros, en baisse de 0,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette baisse provient essentiellement des autres éléments du résultat global (-2,3 milliards d'euros relatifs essentiellement aux écarts de conversion de la période portant principalement sur le dollar américain), par les dividendes distribués (-4,4 milliards d'euros), partiellement compensés par le résultat net de la période (+4,7 milliards d'euros) et l'impact des transactions entre actionnaires (+1,0 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 18,3 milliards d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2024 (voir Note 17 "Provisions").

6.1.1.1.11 Allocation du capital et performance à moyen terme

ENGIE prévoit entre 34 et 38 milliards d'euros de CAPEX bruts entre 2026 et 2028. Environ 90% de ces investissements seront dédiés aux renouvelables, aux batteries et aux infrastructures. L'allocation du capital est basée sur une discipline stricte respectant des critères financiers et ESG. La contribution des nouveaux investissements, y compris dans les réseaux de distribution, à l'EBIT 2026-28 devrait se situer entre 2,7 et 3,1 milliards d'euros.

ENGIE poursuivra ses efforts en matière de performance en améliorant l'efficacité des fonctions support, en accélérant sa compétitivité et, dans une moindre mesure, en redressant les activités les moins performantes. Le Groupe vise un impact positif de ces mesures sur l'EBIT compris entre 0,8 et 1,0 milliard d'euros sur la période 2026-28.

Le Groupe va continuer d'améliorer significativement son profil de risque avec un EBIT qui sera moins exposé aux prix de l'énergie. En 2028, ENGIE prévoit d'avoir 67% de son EBIT soit régulé soit contracté à long terme, comparé à 42% en 2024 et 55% en 2025.

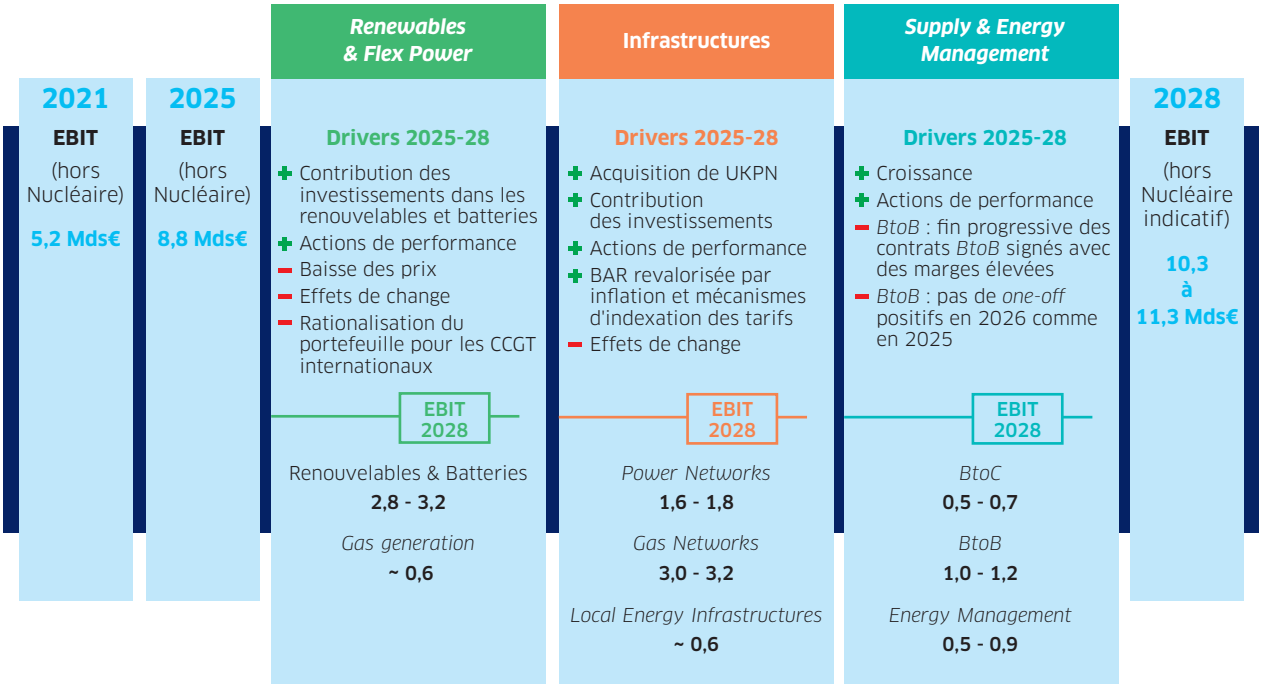
ENGIE prévoit de céder environ 6 milliards d'euros d'actifs sur la période 2026-2028, dont environ 4 milliards d'euros dans le cadre de l'acquisition de UKPN. Ce plan de cessions restera pleinement cohérent avec la stratégie du Groupe, toutes les décisions étant fondées sur l'adéquation stratégique, la capacité à générer des synergies et la création de valeur. ENGIE a également l'intention de lever jusqu'à 3 milliards d'euros de capitaux propres via un placement accéléré (ABB) et d'émettre une combinaison de dette senior et d'obligations hybrides pour un montant total d'environ 5 milliards d'euros.

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

ENGIE confirme sa politique de dividende, avec un taux de distribution compris entre 65% et 75% du résultat net récurrent part du Groupe et un niveau plancher de dividende de 1,10 euro par action.

Évolution de l'EBIT

Les principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT entre 2026 et 2028 par activité sont les suivants :



6.1.1.2 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 2025, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 35 078 millions d'euros, en retrait par rapport à 2024 (40 805 millions d'euros) sur le marché du gaz et de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 27 millions d'euros au 31 décembre 2025, en forte diminution de -739 millions d'euros par rapport à l'exercice 2024 où il était de 766 millions d'euros.

Le résultat financier est de 1 322 millions d'euros, en augmentation par rapport à 2024, mais en retrait une fois ajusté des changements de présentation induits par l'application des nouvelles conventions de Modernisation des États Financiers (MEF), du fait de reprises significatives de dépréciations sur titres de participation en 2024 en conséquence de l'accord sur le nucléaire en Belgique.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, négatif cette année de -15 millions d'euros.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 459 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 412 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 499 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +1 793 millions d'euros.

Le total des fonds propres s'élève à 27 538 millions d'euros contre 29 372 millions d'euros à fin 2024, soit une diminution de -1 834 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2025 (+1 793 millions d'euros) et au paiement du dividende de l'exercice 2024 pour un montant de -3 597 millions d'euros.

Informations relatives aux délais de paiement

En application des articles L. 441-14 et D. 441-6 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 L. 441-10 À L. 441-16 DU CODE DE COMMERCE

	Articles L. 441-10 à L. 441-16 : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Articles L. 441-10 à L. 441-16 : 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	-					11 317						6 085 971
Montant total des factures concernées TTC	-	6,3	4,4	-	371,2	381,9		12,4	92,9	35,7	808,5	949,5
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,02%	0,01%	0,00%	0,93%	0,95%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								0,03%	0,22%	0,09%	1,95%	2,29%
(B) FACTURES EXCLUES DU (A) RELATIVES À DES DETTES ET CRÉANCES LITIGIEUSES OU NON COMPTABILISÉES												
Nombre des factures exclues						425						50
Montant total des factures exclues						(10,8)						-
(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 contractuels : 14 jours
						Délais légaux : 30 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 2025 s'élève à 50,1 milliards d'euros. Celui-ci est en hausse par rapport à fin 2024. Il se compose principalement de financements obligataires pour 35,3 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 7,1 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 2,0 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 11% de la dette brute totale à fin 2025.

82% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et titres négociables à court terme). Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 34,8 milliards d'euros à fin 2025. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 71% en euros, 13% en dollars américains et 11% en real brésiliens à fin 2025.

Après impact des dérivés, 91% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,0%. La durée moyenne de la dette nette est de 11,2 ans à fin 2025.

La Note 11.1.5 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 2025

La Note 14.3.3 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés décrit les principales opérations de l'année 2025 impactant l'endettement financier net.

En juillet 2025, le Groupe a exercé sa deuxième option d'extension de la ligne de crédit syndiquée de 4,5 milliards d'euros refinancée en septembre 2023, portant ainsi sa maturité au 30 septembre 2030.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En Février 2026, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En Février 2026, Moody's a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à Baa1/P-2, avec perspective stable.

En Février 2026, Fitch a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/F1, avec perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2025, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,0 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de titres négociables à court terme. Près de 93% de ces lignes sont gérées de façon centralisée. . À fin 2025, aucune ligne centralisée "revolving" n'est utilisée ; leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et leur documentation n'intègre pas de clause de notation financière ("rating trigger"). Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 10% du total de ces lignes centralisées.

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 2025, 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. Aucun défaut lié à des ratios financiers ou à des niveaux de notation n'est à observer sur les lignes de crédit disponibles centralisées.

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 par le recours au marché des capitaux de manière opportuniste, ainsi que par l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 3,7 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2026. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 5,7 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 15,3 milliards d'euros au 31 décembre 2025 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12,0 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1,0 milliard d'euros à échéance 2026. 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. 2025	31 déc. 2024
CHIFFRE D'AFFAIRES	**6.3 & 7**	**71 944**	**73 812**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(49 047)	(49 465)
Charges de personnel	8.2	(8 648)	(8 623)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(5 392)	(5 547)
Impôts et taxes	8.4	(1 845)	(2 391)
Autres produits opérationnels		1 479	1 185
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**8 491**	**8 970**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.3	622	850
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**9 113**	**9 820**
Pertes de valeur	9.1	(778)	(709)
Restructurations	9.2	(303)	(369)
Effets de périmètre	9.3	217	439
Autres éléments non récurrents	9.4	42	(151)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**8 291**	**9 030**
Charges financières		(2 994)	(3 845)
Produits financiers		1 021	2 003
RÉSULTAT FINANCIER	**10**	**(1 973)**	**(1 842)**
Impôt sur les bénéfices	11	(1 570)	(2 215)
RÉSULTAT NET		**4 748**	**4 973**
Résultat net part du Groupe		**3 827**	**4 106**
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**921**	**867**
Résultat net part du Groupe par action *(euros)* (1)	12	1,52	1,66
Résultat net part du Groupe par action dilué *(euros)* (1)	12	1,51	1,65

(1) 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 à durée indéterminée.

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. 2025	31 déc. 2024
RÉSULTAT NET		**4 748**	**4 973**
Instruments de dette	14.1	26	(17)
Couverture d'investissement net	15	691	(265)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	386	(271)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	(2 246)	4 261
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		349	(763)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		56	(175)
Écarts de conversion		(2 219)	206
Total éléments recyclables		**(2 958)**	**2 978**
Instruments de capitaux propres	14.1	100	225
Pertes et gains actuariels		827	404
Impôts différés sur éléments non recyclables		(264)	(75)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	-
Total éléments non recyclables		**664**	**554**
Total éléments recyclables et non recyclables		**(2 294)**	**3 532**
RÉSULTAT GLOBAL		**2 454**	**8 505**
Dont quote-part du Groupe		1 908	7 586
Dont quote-part des participations ne donnant pas le contrôle		546	919

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. 2025	31 déc. 2024
ACTIFS NON COURANTS			
Goodwill	13.1	13 110	13 291
Immobilisations incorporelles nettes	13.2	7 919	7 964
Immobilisations corporelles nettes	13.3	65 499	64 388
Autres actifs financiers	14	10 208	7 722
Instruments financiers dérivés	14	5 347	6 689
Actifs de contrats	7	16	3
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	7 192	8 373
Autres actifs non courants	22	890	908
Actifs d'impôt différé	11	673	847
Total actifs non courants		**110 855**	**110 185**
ACTIFS COURANTS			
Autres actifs financiers	14	2 581	11 959
Instruments financiers dérivés	14	6 120	6 366
Créances commerciales et autres débiteurs	7	13 573	16 173
Actifs de contrats	7	8 006	9 229
Stocks	22	2 852	5 061
Autres actifs courants	22	10 368	12 395
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	14 507	16 928
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	388	1 248
Total actifs courants		**58 394**	**79 359**
TOTAL ACTIF		**169 249**	**189 544**

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. 2025	31 déc. 2024
Capitaux propres part du Groupe		32 951	34 556
Participations ne donnant pas le contrôle	2	7 879	6 902
Total capitaux propres	**16**	**40 830**	**41 458**
PASSIFS NON COURANTS			
Provisions	17	15 020	15 909
Emprunts à long terme	14	43 235	42 880
Instruments financiers dérivés	14	7 083	7 695
Autres passifs financiers	14	87	97
Passifs de contrats	7	451	153
Autres passifs non courants	22	2 631	2 591
Passifs d'impôt différé	11	6 083	5 875
Total passifs non courants		**74 590**	**75 201**
PASSIFS COURANTS			
Provisions	17	2 948	17 712
Emprunts à court terme	14	11 333	9 127
Instruments financiers dérivés	14	4 917	5 951
Fournisseurs et autres créanciers	14	17 226	19 153
Passifs de contrats	7	3 606	3 818
Autres passifs courants	22	13 489	16 565
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	310	560
Total passifs courants		**53 830**	**72 884**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**169 249**	**189 544**

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 2023	**2 435**	**23 916**	**5 198**	**3 393**	**(3 015)**	**(1 693)**	**(177)**	**30 057**	**5 667**	**35 724**
Résultat net	-	-	4 106	-	-	-	-	4 106	867	4 973
Autres éléments du résultat global	-	-	530	-	2 815	135	-	3 480	52	3 532
Résultat global	-	-	**4 636**	-	**2 815**	**135**	-	**7 586**	**919**	**8 505**
Rémunération sur base d'actions	-	(9)	98	-	-	-	-	90	-	90
Dividendes distribués en numéraire [1]	-	(2 882)	(621)	-	-	-	-	(3 503)	(627)	(4 130)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(105)	-	-	-	55	(49)	-	(49)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]	-	-	(80)	645	-	-	-	565	-	565
Transactions entre actionnaires [1]	-	-	(189)	-	-	-	-	(189)	912	724
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	30	30
Autres variations	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 435**	**21 025**	**8 937**	**4 038**	**(200)**	**(1 557)**	**(122)**	**34 556**	**6 902**	**41 458**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 "Éléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2024.
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 2024	**2 435**	**21 025**	**8 937**	**4 038**	**(200)**	**(1 557)**	**(122)**	**34 556**	**6 902**	**41 458**
Résultat net	-	-	3 827	-	-	-	-	3 827	921	4 748
Autres éléments du résultat global	-	-	624	-	(726)	(1 818)	-	(1 919)	(375)	(2 294)
Résultat global	-	-	**4 452**	-	**(726)**	**(1 818)**	-	**1 908**	**546**	**2 454**
Rémunération sur base d'actions	-	(6)	106	-	-	-	-	100	-	100
Dividendes distribués en numéraire [1]	-	-	(3 635)	-	-	-	-	(3 635)	(717)	(4 351)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(86)	-	-	-	74	(12)	-	(12)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [1]	-	-	(140)	352	-	-	-	213	-	213
Transactions entre actionnaires [1]	-	-	(183)	-	-	-	-	(183)	1 148	966
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)	(6)
Autres variations	-	-	4	-	-	-	-	4	2	6
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2025	**2 435**	**21 019**	**9 455**	**4 390**	**(926)**	**(3 375)**	**(48)**	**32 951**	**7 879**	**40 830**

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la 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.

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025	31 déc. 2024
RÉSULTAT NET		**4 748**	**4 973**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.3	(622)	(850)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		1 088	1 097
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 516	5 991
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(268)	(290)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(45)	(136)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(435)	(441)
- Charge d'impôt	11	1 570	2 215
- Résultat financier	10	1 973	1 842
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**13 525**	**14 401**
+ Impôt décaissé		(1 016)	(1 030)
Variation du besoin en fonds de roulement [1]	**22.1**	**(13 986)**	**(227)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**(1 476)**	**13 144**
Investissements corporels et incorporels	13.2 & 13.3	(7 267)	(9 385)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 14	(653)	(670)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	(243)	(66)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	(1 750)	1 693
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	13.2 & 13.3	197	75
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 14	497	279
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	820	529
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	39	32
Intérêts reçus d'actifs financiers		295	475
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		(14)	(12)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres [1]	14	8 523	(4 289)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**444**	**(11 338)**
Dividendes payés [2]		(4 529)	(4 147)
Remboursement de dettes financières		(3 080)	(3 707)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		459	(475)
Intérêts financiers versés		(1 512)	(1 732)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		489	750
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		93	69
Augmentation des dettes financières		5 993	6 087
Augmentation/diminution de capital		367	1 040
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(22)	(86)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	16	884	743
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(858)**	**(1 457)**
Effet des variations de change et divers		(531)	2
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**(2 421)**	**350**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture	**14**	**16 928**	**16 578**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture	**14**	**14 507**	**16 928**

(1) Les mouvements sur ces deux postes comprennent les effets de monétisation d'une partie des actifs de couverture des provisions nucléaires ("Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres") afin de régler le paiement de la première tranche du passif nucléaire ("Variation du besoin en fonds de roulement") (voir Note 4.2.2 "Closing de l'accord avec l'État belge portant sur la prolongation des 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires").

(2) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir 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	360
NOTE 2	Principales filiales au 31 décembre 2025	362
NOTE 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	368
NOTE 4	Principales variations de périmètre et autres faits marquants de l'exercice	375
NOTE 5	Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière	378
NOTE 6	Information sectorielle	382
NOTE 7	Ventes	388
NOTE 8	Charges opérationnelles	391
NOTE 9	Autres éléments du résultat des activités opérationnelles	392
NOTE 10	Résultat financier	394
NOTE 11	Impôts	395
NOTE 12	Résultat par action	399
NOTE 13	Actifs immobilisés	399
NOTE 14	Instruments financiers	413
NOTE 15	Risques liés aux instruments financiers	426
NOTE 16	Éléments sur les capitaux propres	442
NOTE 17	Provisions	445
NOTE 18	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	451
NOTE 19	Paiements fondés sur des actions	457
NOTE 20	Transactions avec des parties liées	459
NOTE 21	Rémunérations des dirigeants	460
NOTE 22	Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs	460
NOTE 23	Contentieux et enquêtes	462
NOTE 24	Événements postérieurs à la clôture	466
NOTE 25	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	467
NOTE 26	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	467

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 67, rue Jules Ferry – 92250 La Garennes-Colombes (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 25 février 2026, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2025.

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 2024 et 2025 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 2025, 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 2025 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2024 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2025

- Amendements IAS 21 – *Effet des variations des cours des monnaies étrangères* : absence de convertibilité.

  Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2026 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers et IFRS 7 – Instruments financiers* : Informations à fournir – Modifications touchant le classement et l'évaluation des instruments financiers.
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers et IFRS 7 – Instruments financiers* : Informations à fournir – Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles.
- Améliorations annuelles des normes IFRS de comptabilité – Volume 11.
- IFRS 18 – *Présentation et informations des états financiers* [2].
- IFRS 19 – *Filiales sans responsabilité publique* : Informations à fournir [2].
- Amendements IAS 21 – *Effet des variations des cours des monnaies étrangères* : conversion vers une monnaie de présentation en hyperinflation [2].

Les analyses des incidences de l'application de ces textes 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.

1.2.2.2 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" 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) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne : http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410.
(2) Ces textes n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

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 volatilité des marchés des matières premières et de l'instabilité politique, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement et la volatilité 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 de leur réglementation.

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* (voir Note 13.1 Goodwill), des immobilisations incorporelles (voir Note 13.2 Immobilisations incorporelles) et des immobilisations corporelles (voir Note 13.3 Immobilisations corporelles) ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la mise à jour des principaux paramètres d'évaluation des instruments dérivés sur matières premières (voir Notes 14 "Instruments financiers" et 15 "Risques liés aux instruments financiers") ;
- l'évaluation des provisions et en particulier des provisions pour démantèlement, des provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (voir Notes 17 "Provisions" et 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme") ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dans un contexte de variation des prix des matières premières (voir Note 7 "Ventes") ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (voir Note 11 "Impôts").

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (voir Notes 2 "Principales filiales au 31 décembre 2025" et 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence") ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (voir Note 7 "Ventes") ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (voir Note 7 "Ventes") ;
- la détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (voir Note 14 "Instruments financiers") ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 – *Instruments financiers* : présentation (voir Note 14 "Instruments financiers") ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (voir Note 13.3 Immobilisations corporelles).

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 2025" et dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

1.3.3 Prise en compte des enjeux Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG) dans l'établissement des états financiers du Groupe

Lors de la préparation des états financiers consolidés, les Risques et Opportunités des sujets Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance, identifiés lors de l'analyse de double matérialité et décrits dans le Chapitre 3 "État de durabilité et autres informations ESG", ont été pris en compte afin d'en déterminer les éventuels impacts significatifs sur l'information financière présentée.

Le Groupe a notamment exercé son jugement pour retenir les hypothèses reflétant les problématiques climatiques. En particulier, le Groupe a vérifié s'il existait des indications selon lesquelles des actifs non financiers pourraient s'être dépréciés ou si des provisions devaient être comptabilisées :

- les engagements pris par la France, l'Europe et les différents États au plan international, en particulier en matière de neutralité carbone à moyen et long terme, sont pris en compte (i) dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe notamment au travers des scénarios de prix long terme utilisés dans les tests de dépréciation (voir Note 13.4 "Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles, sociétés mises en équivalence"), ainsi que (ii) dans l'évaluation des provisions pour démantèlement, notamment en appréciant la durée d'utilité des infrastructures gazières en France en fonction de l'évolution attendue du mix énergétique (voir Note 17 "Provisions") ;
- les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (voir Note 13.4.1 "Hypothèses générales"), 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 arrêt de ventes) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un net zéro 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 décarboné 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.

Par ailleurs, les hypothèses reflétant les autres problématiques ESG ont été appréciées afin d'identifier la nécessité de comptabiliser une provision (voir Note 17 "Provisions") ou donner une information complémentaire (voir Note 23 "Contentieux et enquêtes") en lien avec les sujets suivants :

- la reconstitution ou la remise en état des sites (par exemple : obligations de démantèlement des infrastructures, dépollution des sols) ;
- l'exposition du Groupe à des risques relatifs aux personnes, à des litiges commerciaux et autre risque juridique en cas de non-respect d'une règlementation ou d'une législation, ou encore à d'autres contentieux et enquêtes au titre des activités propres du Groupe (voir Note 23 "Contentieux et enquêtes").

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2025

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 2025

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 (https://www.webdisclosure.fr/company/engie). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (voir Note 14.1.1.1 "Instruments de capitaux propres à la juste valeur") en tant que "Instrumennts 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 endettement financier net. 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 (*).

Renewable & Flex Power–Renouvelables & Batteries

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
BTE Renewables	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	60,0	60,0
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 Renouvelables	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
ENGIE Romania*	Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	63,0
Group Broad Reach Power	Stockage par batterie	États-Unis	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia*	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
Jupiter Equity Holding	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Kathu Solar Park	Production et ventes d'électricité	Afrique du Sud	57,7	57,7
Mercury Equity Holding	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Saturn Equity Holding	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Saturn Storage Equity Holdings	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0
Tacoma Equity Holdco	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	51,0

Renewable & Flex Power–Gas Generation

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energía Perú*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pérou	61,8	61,8
ENGIE Energie Nederland N.V.*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Thermique France	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Royaume-Uni	75,0	75,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Chili	60,0	60,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Australie	100,0	100,0
UCH Power Limited (1)	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pakistan	-	100,0

(1) Le 15 avril 2025, le Groupe a finalisé la cession complète de sa participation dans Uch (voir Note 4.1 "Principales variations de périmètre").

Networks

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2025	% d'intérêt 31 déc. 2024
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
ENGIE Romania*	Distribution de gaz naturel	Roumanie	63,0	63,0
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe ENGIE Brasil Energia*	Transport d'électricité	Brésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile*	Transport d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe NaTran (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	60,9	60,8
Storengy Deutschland	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0

Local Energy Infrastructures

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2025	% d'intérêt 31 déc. 2024
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5
Energie SaarLorLux AG	Services à l'énergie	Allemagne	51,0	51,0
ENGIE Deutschland	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

Supply & Energy Management

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2025	% d'intérêt 31 déc. 2024
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG*	*Holding, Energy management trading*	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energy Management*	*Energy management trading*	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	*Holding, Energy management trading*	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	*Energy management trading*	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A*	*Holding, Energy management trading*	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania*	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	63,0
ENGIE SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2025	% d'intérêt 31 déc. 2024
Electrabel SA*	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Cogac	*Holding*	France	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA*	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Services International SA	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Finance SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	*Holding – société mère*	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Investissement International	*Holding – société mère*	Luxembourg	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 Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania*	Distribution de gaz naturel/ Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	63,0
ENGIE SA*	*Holding* – société mère, Energy management trading, ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Group Participations	*Holding*	France	100,0	100,0
Genfina	*Holding*	Belgique	100,0	100,0
Groupe ENGIE Energía Chile*	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
International Power Limited	*Holding*	Royaume-Uni	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions nucléaires	Belgique	100,0	100,0
Tractebel Engineering International	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

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 aux rendements variables 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

NaTran *(Networks)* : 60,85%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 38,47% du capital de NaTran a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, NaTran dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de NaTran et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à 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 2025 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

La Compagnie Nationale du Rhône ("CNR", *Renewable & Flex Power*–Renouvelables & Batteries) : 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%, est 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 2025 et au 31 décembre 2024, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

En millions d'euros		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	
Noms	**Activités**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
Groupe NaTran (*Networks*, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	39,1	39,2	153	121	1 646	1 581	116	175
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	40,0	88	67	590	592	24	20
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	37,0	37,0	85	82	615	567	19	16
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	138	204	754	686	65	83
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	28	33	378	441	34	11
USA solar, wind & BESS (2)	Production, stockage et ventes d'électricité	49,0	49,0	183	27	2 514	1 525	126	31
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				247	333	1 381	1 511	333	290
TOTAL				**921**	**867**	**7 879**	**6 902**	**717**	**627**

(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) Aux États-Unis, une majorité des projets en cogestion sont détenus à 51,0% par ENGIE (les autres projets étant codétenus à hauteur de 50,5%, 50,9%, 68,0%, 73,1%).

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 NaTran		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 625	2 562	1 684	1 597	1 890	1 747
Résultat net	391	309	220	168	230	191
Résultat net part du Groupe	238	188	132	101	145	110
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	38	16	(100)	62	(34)	(26)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**276**	**204**	**32**	**163**	**111**	**83**
État de situation financière						
Actifs courants	884	1 050	632	1 154	875	727
Actifs non courants	9 583	9 675	4 178	3 885	1 310	1 270
Passifs courants	(1 221)	(1 418)	(509)	(586)	(299)	(345)
Passifs non courants	(5 039)	(5 270)	(2 836)	(2 985)	(239)	(137)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**4 206**	**4 036**	**1 465**	**1 469**	**1 646**	**1 515**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 646**	**1 581**	**590**	**592**	**615**	**567**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 224	1 064	679	603	323	391
Flux issus des activités d'investissement	(487)	(495)	(922)	(580)	(131)	(208)
Flux issus des activités de financement	(727)	(588)	(122)	160	(47)	(137)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**9**	**(19)**	**(365)**	**183**	**145**	**47**

(1) Hors effet des variations de change et divers.

	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Groupe ENGIE USA solar, wind & BESS (2)	
En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 056	1 924	574	664	634	361
Résultat net	344	642	72	86	246	(202)
Résultat net part du Groupe	206	438	45	53	63	(229)
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(13)	(176)	(88)	45	(459)	156
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**193**	**262**	**(43)**	**98**	**(396)**	**(73)**
État de situation financière						
Actifs courants	1 108	1 141	482	581	708	797
Actifs non courants	7 349	6 404	1 579	1 842	12 167	12 078
Passifs courants	(1 028)	(897)	(256)	(375)	(576)	114
Passifs non courants	(5 399)	(4 928)	(815)	(893)	(5 387)	(7 169)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**2 030**	**1 720**	**989**	**1 155**	**6 912**	**5 819**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**754**	**686**	**378**	**441**	**2 514**	**1 525**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 146	1 267	213	239	402	8
Flux issus des activités d'investissement	(1 106)	(1 482)	(71)	(94)	(437)	(1 715)
Flux issus des activités de financement	(136)	(3)	(101)	(60)	22	1 466
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**(96)**	**(218)**	**40**	**86**	**(13)**	**(241)**

(1) Hors effet des variations de change et divers.
(2) Aux États-Unis, une majorité des projets en cogestion sont détenus à 51,0% par ENGIE (les autres projets étant codétenus à hauteur de 50,5%, 50,9%, 68,0%, 73,1%).

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

PRINCIPES COMPTABLES

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées 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. Une entreprise associée est une entité sur laquelle le Groupe exerce une influence notable.

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 2025 et au 31 décembre 2024 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024 [1]
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	3 423	3 967
Participations dans les coentreprises	3 769	4 406
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**7 192**	**8 373**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	273	414
Quote-part du résultat net des coentreprises	349	436
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**622**	**850**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	(39)	91
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	95	(266)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**56**	**(175)**

(1) La contribution de Tirreno Power a été reclassée en coentreprises. Les données publiées au 31 décembre 2024 ont été retraitées en conséquence.

À noter que les pertes de valeur comptabilisée sur les sociétés mise en équivalence sont commentées dans la Note 13.4 "Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisation incorporelles et corporelles, société mises en équivalence".

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 résiduelles (celles qui ont un impact significatif sur les rendements variables de l'entité) ;
- les mécanismes de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe aux rendements variables 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 soumises, selon les cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

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 2025.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées 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 (capacité à 100%).

En millions d'euros

			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	
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis, Oman, Koweït) [(1)(2)]	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				860	1 326	153	174	(22)	29	144	205
Movhera	Centrales hydrauliques	1 706 MW	40,00	40,00	573	549	50	23	2	(5)	10	26
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 675 MW	40,00	40,00	562	584	25	17	-	-	48	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	285	289	30	18	(17)	33	17	17
Eolia Renovables (Espagne)	Éolien	964 MW	40,00	40,00	372	358	(9)	8	(1)	7	-	-
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					771	861	24	174	(2)	26	55	131
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**3 423**	**3 967**	**273**	**414**	**(39)**	**91**	**273**	**378**

(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 environ 30 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité installée totale de 23 179 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'immobilisations corporelles ou en tant que créances financières. 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) En décembre 2025, le Groupe a finalisé la cession de ses actifs thermiques à Bahreïn et au Koweït (voir Note 4.1 "Principales variations de périmètre").

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -66 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre -1 million d'euros en 2024) composés essentiellement d'une perte de valeur sur les actifs renouvelables en France (voir 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 2025											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 395	653	(99)	554	2 167	13 050	2 945	8 561	3 705		860
Energia Sustentável do Brasil	591	62	-	62	243	2 677	1 524	(7)	1 404	40,00	562
Movhera	524	126	6	132	255	1 978	133	667	1 433	40,00	573
GASAG	1 716	95	(54)	41	1 347	2 041	2 308	340	905	31,57	285
Eolia Renovables	131	(22)	(1)	(24)	113	2 082	166	1 086	931	40,00	372
AU 31 DÉCEMBRE 2024											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 686	703	150	852	2 985	18 254	3 302	12 569	5 361		1 326
Energia Sustentável do Brasil	610	44	-	44	201	2 842	1 590	(7)	1 460	40,00	584
Movhera	402	58	(11)	46	212	2 015	93	763	1 372	40,00	549
GASAG	1 632	56	105	161	1 294	1 920	2 218	240	918	31,57	289
Eolia Renovables	128	20	17	37	119	2 130	195	1 147	894	40,00	358

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 2025.

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	(1)	215	4	46	140	1	-
Contassur [1]	-	-	-	265	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	130	2	-	-	-	13	-
Movhera	-	64	6	29	68	5	-
Autres	99	61	7	52	148	21	15
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**229**	**342**	**18**	**392**	**358**	**40**	**16**

(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 265 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 260 millions d'euros au 31 décembre 2024.

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. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) (1)	Réseau de transport de gaz		50,00	50,00	540	582	311	343	71	(119)	425	417
National Central Cooling Company – "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	786	925	42	56	(4)	(21)	60	44
EcoÉlectrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	534 MW	50,00	50,00	281	306	64	55	-	-	68	63
Portefeuille d'actifs de production (Portugal)	Production d'électricité	864 MW	-	-	43	34	7	23	2	(16)	-	6
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	197	217	2	36	-	-	22	17
Iowa University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		39,10	39,10	163	236	9	6	(1)	(1)	55	5
Ocean Winds	Production d'électricité	2 747 MW	50,00	50,00	264	187	15	(138)	37	(107)	62	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	158	176	7	6	(2)	-	-	-
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	16	22	-	(17)	2	2	6	16
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	44	52	(3)	2	-	-	5	4
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) (2)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	114	134	6	5	-		-	-
Energia Mayakan (Mexique)	Réseau de transport de gaz		50,00	50,00	310	355	3	12	(7)	-	5	4
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					854	1 179	(116)	49	(3)	(4)	104	143
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**3 769**	**4 406**	**349**	**436**	**95**	**(266)**	**815**	**719**

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) est de 44,52%.
(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 -320 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre -211 millions d'euros en 2024). Ceux-ci proviennent essentiellement de perte de valeur sur les actifs *Local Energy Infrastructures RoW* aux États-Unis ainsi que sur les activités renouvelables en France (voir 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 2025							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 477	(213)	(300)	(130)	623	141	764
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	-	-	-	106	(10)	96
EcoÉlectrica	208	(32)	4	(6)	129	-	129
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	16	(1)	(14)	(5)	14	4	18
WSW Energie und Wasser AG	1 324	(17)	5	(24)	8	-	8
Iowa University partnership	122	-	(28)	-	23	-	23
Ocean Winds	298	(246)	(175)	(13)	27	73	101
Georgetown University partnership	137	(1)	(27)	(1)	13	-	13
Ohio State Energy Partners	128	(1)	(65)	-	-	-	-
Megal GmbH	120	(69)	(6)	2	(6)	-	(6)
Transmisora Eléctrica del Norte	67	-	(24)	(5)	14	-	14
Energia Mayakan	76	(13)	7	(35)	7	(14)	(8)
AU 31 DÉCEMBRE 2024							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 554	(189)	(303)	(166)	686	(292)	394
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	(8)	(2)	(13)	139	(52)	87
EcoÉlectrica	-	-	1	(1)	57	-	57
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	175	(27)	(13)	(16)	56	(14)	42
WSW Energie und Wasser AG	1 064	(12)	-	(59)	106	1	107
Iowa University partnership	-	-	-	-	6	(1)	5
Ocean Winds	87	(20)	(71)	-	(289)	(214)	(503)
Georgetown University partnership	-	-	-	-	6	-	5
Ohio State Energy Partners	-	-	1	-	(16)	2	(14)
Megal GmbH	123	(66)	(3)	1	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	72	-	(29)	(5)	12	13	25
Energia Mayakan	60	(10)	(3)	(6)	24	1	25

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 2025										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	101	336	4 270	322	134	2 347	1 386	1 081	50,00	540
National Central Cooling Company "Tabreed"	194	247	2 930	466	261	844	82	2 125	40,00	786
EcoÉlectrica	41	75	319	3	21	-	15	396	50,00	281
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	39	172	247	53	75	238	7	86	50,00	43
WSW Energie und Wasser AG	117	366	564	26	481	145	136	586	33,10	197
Iowa University partnership	11	12	1 160	8	6	733	20	416	39,10	163
Ocean Winds	191	164	5 515	3 299	278	931	624	743	50,00	264
Georgetown University partnership	-	8	1 035	-	8	715	4	316	50,00	158
Ohio State Energy Partners	8	67	1 406	98	9	1 309	21	44	50,00	16
Megal GmbH	1	13	561	131	30	271	55	89	49,00	44
Transmisora Eléctrica del Norte	88	19	550	35	4	421	60	137	50,00	114
Energia Mayakan	223	148	1 707	1	442	906	109	619	50,00	310
AU 31 DÉCEMBRE 2024										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	360	370	4 531	533	151	2 555	1 419	1 165	50,00	582
National Central Cooling Company "Tabreed"	430	288	3 378	14	329	1 633	99	2 481	40,00	925
EcoÉlectrica	4	94	557	7	18	-	17	613	50,00	306
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	35	139	274	58	52	262	7	69	50,00	34
WSW Energie und Wasser AG	206	327	510	90	405	97	146	634	33,10	217
Iowa University partnership	7	14	1 254	8	10	652	-	605	39,10	236
Ocean Winds	359	95	5 144	3 264	456	900	386	596	50,00	187
Georgetown University partnership	3	19	1 080	22	18	711	-	351	50,00	176
Ohio State Energy Partners	-	74	1 567	47	48	1 479	22	45	50,00	22
Megal GmbH	13	6	607	50	14	396	59	107	49,00	52
Transmisora Eléctrica del Norte	77	26	757	38	5	549	-	268	50,00	134
Energia Mayakan	144	104	1 351	2	169	587	132	709	50,00	355

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 2025 :

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
WSW Energie und Wasser AG	-	18	-	1	-	-	-
Megal GmbH	66	-	-	-	-	7	-
Futures Energies Investissements Holding	47	37	7	5	153	4	-
Ocean Winds	-	-	52	3	500	-	-
Autres	362	554	16	107	458	15	(343)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**475**	**609**	**75**	**117**	**1 110**	**25**	**(316)**

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 2025 (contre -1 million d'euros au 31 décembre 2024).

3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2025, 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 3 586 millions de reals brésiliens (555 millions d'euros). Au 31 décembre 2025, 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 8 965 millions de reals brésiliens (1 387 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient pour un montant global de 574 millions d'euros. Ces engagements et garanties concernent principalement :
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 170 millions d'euros,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 148 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent à celles-ci, notamment lorsque ces financements sont sans recours, 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 255 millions d'euros ;
- Ocean Winds pour un montant total de 0,99 milliard d'euros qui se rapporte essentiellement à des engagements de mise de fonds portant sur des projets en phase de construction à hauteur de 0,97 milliard d'euros.

NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE

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 Principales variations de périmètre

4.1.1 Cessions finalisées au cours de l'exercice 2025

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 ou DBOO [1], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession partielle de la participation mise en équivalence du Groupe dans SAFIEC SA ("Safi") – Maroc	30	30
Cession de centrales thermiques au gaz de Uch – Pakistan	90	11
Cession de la participation résiduelle dans Gaztransport & Technigaz (GTT)	280	280
Cession de la participation dans ENGIE Services US – États-Unis	101	73
Cession de la participation mise en équivalence du Groupe dans E&E Algeria Touat BV ("Touat") – Algérie	338	338
Cession d'actifs thermiques (centrales à gaz et usines de dessalement d'eau) au Moyen Orient – Bahreïn & Koweït	416	364
Autres opérations de cession individuellement non significatives	341	223
Effets du classement en "actifs classés comme détenus en vue de la vente"	-	59
TOTAL	**1 596**	**1 378**

Le Groupe a finalisé en 2025, la cession d'actifs précédemment classés en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" :

- **Safi (centrale thermique au charbon, Maroc**) – cession, le 21 janvier 2025, d'une partie (15,66%) de la participation mise en équivalence du Groupe dans SAFIEC SA ("Safi"), exploitant la centrale électrique au charbon de Safi au Maroc. La transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,03 milliard d'euros, sans impact significatif sur le compte de résultat. Compte tenu des changements de gouvernance intervenus en 2025, la participation résiduelle du Groupe dans Safi (17,67%) est comptabilisée comme un instrument de capitaux propres conformément à la norme IFRS 9 ;
- **Uch (centrales thermiques au gaz, Pakistan)** – cession complète, le 15 avril 2025, de deux filiales, Uch Power Limited et Uch-II Power Limited qui possèdent et exploitent des centrales électriques au gaz au Pakistan. Le prix de cession est de 0,1 milliard d'euros, sans impact significatif sur l'endettement financier net du Groupe ou son compte de résultat ;
- **Gaztransport & Technigaz (GTT)** – finalisation de la cession, le 30 mai 2025, de la participation résiduelle d'ENGIE dans GTT. Cette transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros et la comptabilisation d'une plus-value de cession de 0,15 milliard d'euros ;
- **ENGIE Services US (ESUS)** – cession, le 12 juin 2025, de la participation du Groupe dans ESUS (société fournissant des solutions énergétiques aux États-Unis). Cette transaction, dont le prix de cession s'est élevé à 0,1 milliard d'euros, s'est traduite par la comptabilisation d'une plus-value de cession d'environ 0,035 milliard d'euros ;
- **Touat (part d'exploitation dans le gisement gazier de Touat, Algérie**) – cession, le 2 septembre 2025, de la participation mise en équivalence du Groupe (46%) dans E&E Algeria Touat BV (société détentrice d'une part de 65% dans le groupement TouatGaz, en partenariat avec Sonatrach, exploitant le gisement gazier de Touat en Algérie). La transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,3 milliard d'euros, sans impact significatif sur son compte de résultat ;

(1) *Develop, Build, Share and Operate (DBSO) ou Develop, Build, Own and Operate (DBOO), modèles utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés.*

- **Actifs thermiques au Moyen Orient (centrales à gaz et usines de dessalement d'eau, Bahreïn & Koweït)** – cession de la participation du Groupe le 14 décembre 2025 dans Hidd Power Company, Al Dur Power and Water Company et Al Ezzel Power Company, trois actifs de production d'électricité à partir de gaz et de dessalement d'eau à Bahreïn, et le 30 décembre 2025, dans Az Zour North, une centrale à cycle combiné gaz et dessalement d'eau au Koweït, ainsi que les sociétés d'exploitation et de maintenance (O&M) qui leur étaient associées. Cette transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,4 milliard d'euros et la comptabilisation d'une plus-value de cession de 0,025 milliard d'euros.

Le Groupe a également procédé à trois cessions aux États-Unis, sans perte de contrôle. Ces trois transactions ont mené à une amélioration de l'endettement financier net de 1 milliard d'euros (voir Note 16 "Éléments sur capitaux propres").

Actifs classés comme détenus en vue de la vente

Au 31 décembre 2025, 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 388 et 310 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2025
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	22
Autres actifs	367
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**388**
Dettes financières nettes	59
Autres passifs	251
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**310**

Les actifs suivants sont classés comme détenus en vue de la vente compte tenu du degré de probabilité élevé que ces transactions soient finalisées dans les 12 mois :

- **ENGIE Home Services ("EHS")** – accord signé le 14 décembre 2025 avec la société de capital-investissement Latour Capital. EHS est spécialisée dans la fourniture de services liés à l'installation, l'entretien et le dépannage de chaudières gaz et de chauffe-eau pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire. Cette transaction porte sur la cession complète du groupe ENGIE Home services et de ses filiales. En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur comptable des actifs, une dépréciation de 0,06 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2025. Une fois finalisée, la transaction sera sans impact significatif sur l'endettement financier net du Groupe.

4.1.2 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2025

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice (y compris investissements financiers dans les sociétés mises en équivalence) a eu une incidence de 1,2 milliard d'euros sur l'endettement financier net. Parmi celles-ci, les plus significatives consistent en l'acquisition :

- le 19 mars 2025, d'un portefeuille de 157 MW d'énergies renouvelables au Royaume-Uni, comprenant trois parcs éoliens terrestres et quatre parcs solaires photovoltaïques. La transaction s'est traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 0,2 milliard d'euros ;
- le 13 août 2025, de deux centrales hydroélectriques au Brésil d'une capacité installée combinée de 612 MW. La transaction s'est traduite par une augmentation de l'endettement financier net de 0,5 milliard d'euros.

4.2 Autres faits marquants de l'exercice

4.2.1 Réforme fiscale américaine "*One Big Beautiful Bill Act*"

La réforme fiscale américaine (*One Big Beautiful Bill Act*), prévoyant la fin programmée des subventions aux énergies renouvelables (mécanismes *IRA Investment Tax Credits* et *Production Tax Credits*), a été promulguée par le Président Trump le 4 juillet 2025.

La loi définit les conditions pour que les actifs éoliens/solaires et de stockage puissent bénéficier de crédits d'impôts en fonction de plusieurs critères, ayant trait notamment aux dates de "début de la construction" et de "mise en service", et au fait que le projet ne reçoit pas d'"aide matérielle" de la part d'"entités étrangères préoccupantes" ("*Foreign Entities of Concerns*" ou FEOC).

Ces conditions conduisent à une application plus restrictive des incitations fiscales que celles applicables avant la loi, en particulier pour les projets solaires et éoliens, et peuvent donc avoir un impact sur les investissements du Groupe aux États-Unis.

Deux GBU (*Global Business Unit*) du Groupe bénéficient, dans leur modèle d'affaire, de ces mécanismes IRA :

- *Renewable* & *Flex Power*, au travers de ses activités dans le solaire, l'éolien et les batteries ;
- *LEI Rest of World (RoW)*, via son activité "*Distributed Solar & Storage*" (DSS), en cours de cession.

Renewable & Flex Power

ENGIE compte environ 2,0 milliards d'euros de coûts capitalisés liés à des projets américains en cours de construction. À ce stade, et au regard des critères mentionnés précédemment, ces actifs ne sont pas affectés, la construction ayant déjà début et les équipements nécessaires ayant été sécurisés.

Le Groupe détient par ailleurs 0,6 milliard d'euros d'actifs incorporels correspondant à des coûts de développement capitalisés, ainsi qu'à des *pipelines* de projets en cours de développement reconnus dans le cadre de regroupements d'entreprises. Ces actifs couvrent différentes technologies (éolien terrestre, solaire et stockage) et se situent à différents stades de développement et correspondent à diverses dates de mise en service prévue.

Les travaux d'analyse portant sur la viabilité des projets en cours de développement ont intégré l'état d'avancement de l'approvisionnement en composants-clés, leur origine, leur affectation possible aux différents projets en fonction des technologies, des géographies et des millésimes, ainsi que la documentation fiscale restant à produire. Cet exercice a conduit à constater une perte de valeur de l'ordre de 100 millions d'euros (voir Note 9.1.1 "Pertes de valeur comptabilisée en 2025" et Note 13.4 "Test de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles, société mise en équivalence").

Pour rappel, au 31 décembre 2024, ENGIE avait comptabilisé une perte de valeur de 133 millions d'euros (part du Groupe) sur ses projets *offshore* américains, via sa participation dans la coentreprise Ocean Winds. Ces projets avaient été valorisés par le Groupe en tenant compte d'un décalage de quatre ans dans le calendrier de leur développement. Après examen des impacts du "*One Big Beautiful Bill Act*", le Groupe maintient le décalage de quatre ans comme scénario central et considère que cette loi n'a pas d'impact supplémentaire sur leur valeur recouvrable.

LEI Rest of World

L'activité "*Distributed Solar & Storage*" (DSS) consiste à développer, installer et exploiter des panneaux solaires pour les clients *BtoB*, selon le modèle américain de développement avec transfert du contrôle à un ou plusieurs partenaires lors de la mise en service de ces actifs (modèle DBSO – *Design, Build, Share and Operate*). Cette activité fait par ailleurs l'objet d'un processus de vente, dans le cadre du recentrage stratégique de *LEI Rest of World*.

Dans ce contexte de cession envisagée et de forte contraction du marché des installations décentralisées bientôt non subventionnées, le test de dépréciation a conduit à constater une perte de valeur d'environ 250 millions d'euros (voir Note 13.4 "Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles, sociétés mises en équivalence").

4.2.2 *Closing* de l'accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont finalisé la transaction concernant la prolongation pour 10 ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires. Cette étape finale fait suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025.

Pour rappel, les accords signés avec l'État belge en 2023 (accords *Phoenix*) prévoyaient :

- la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dans le cadre d'un partenariat à 50/50 entre l'État belge et le Groupe moyennant la mise en place d'un contrat pour différence protégeant ENGIE contre les risques de marché ; et
- le transfert à l'État belge, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros $_{2022}$, de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement.

Conformément aux accords, le *closing* s'est traduit par le versement à l'État belge, en mars 2025, de la première partie du montant forfaitaire (12,2 milliards d'euros, incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales) correspondant aux déchets de catégorie B et C (déchets hautement radioactifs, destinés au stockage géologique). Ce paiement a été partiellement réglé grâce à la monétisation d'une partie des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires (9,5 milliards d'euros) (voir "Variation du besoin en fond roulement" et "Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres" au tableau des flux de trésorerie, Note 14.1.1.3 "Prêts et créances au coût amorti", Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire", Note 22.1 "Composition de la variation du besoin en fond de roulement").

Le 10 juillet, ENGIE a remis en service le réacteur nucléaire de Tihange 3, suivi du raccordement de Doel 4 au réseau le 8 octobre, après avoir lancé des travaux permettant de prolonger leur durée d'exploitation de dix ans. Le redémarrage du deuxième réacteur a entraîné le versement à l'État belge de la seconde et dernière tranche (3,6 milliards d'euros incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales), relative au transfert de responsabilité concernant les déchets de catégorie A (déchets faiblement radioactifs destinés au stockage en surface).

Les deux réacteurs prolongés, Doel 4 et Tihange 3, ont été apportés à BE-NUC, une entité détenue à parts égales par l'État belge et ENGIE. Les décisions stratégiques et opérationnelles y sont prises à l'unanimité des deux actionnaires, ce qui confère à ENGIE et à l'État belge un contrôle conjoint au sens d'IFRS 11. À ce titre, BE-NUC est comptabilisée comme une coentreprise.

Par ailleurs, les réacteurs Doel 1, Tihange 1 et Doel 2 ont été arrêtés respectivement le 14 février, le 30 septembre et le 30 novembre 2025, conformément au calendrier de sortie progressive du nucléaire en Belgique.

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. 2025	31 déc. 2024
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 113**	**9 820**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(29)	309
Dotations nettes aux amortissements et autres	5 151	5 129
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	111	97
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	386	212
EBITDA	**14 733**	**15 566**
Nucléaire	1 318	2 174
EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 414**	**13 393**

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. 2025	31 déc. 2024
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**9 113**	**9 820**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(29)	309
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	386	212
EBIT	**9 471**	**10 341**
Nucléaire	714	1 448
EBIT HORS NUCLÉAIRE	**8 757**	**8 893**

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. 2025	31 déc. 2024
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**3 827**	**4 106**
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		921	867
Résultat net		**4 748**	**4 973**
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 "Résultat des activités opérationnelles"		**822**	**790**
Pertes de valeur	*9.1*	*778*	*709*
Restructurations	*9.2*	*303*	*369*
Effets de périmètre	*9.3*	*(217)*	*(439)*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*(42)*	*151*

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Autres éléments retraités		**256**	**636**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		*(29)*	*309*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	*21*	*(16)*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*(4)*	-
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*(24)*	*49*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*(18)*	*(98)*
Autres effets impôts retraités		*(76)*	*181*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*386*	*212*
Résultat net récurrent		**5 826**	**6 399**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		930	867
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**4 896**	**5 531**

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. 2025	31 déc. 2024 [1]
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	73 418	72 352
(+) *Goodwill*	13 110	13 291
(-) Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power [2]	*(7 042)*	*(7 188)*
(+) Créances IFRS 16 et IFRIC 12 [2]	3 271	2 950
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 192	8 373
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires	5 654	12 896
(+) Marges Initiales	706	1 823
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	13 573	16 173
(-) Appels de marge [2] [3]	*(2 307)*	*(3 556)*
(+) Stocks	2 852	5 061
(+) Actifs de contrats	8 022	9 232
(+) Autres actifs courants et non courants	11 258	13 304
(+) Impôts différés	(5 410)	(5 028)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [2] [3]	*(314)*	*(35)*
(-) Provisions	(17 968)	(33 621)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [2]	*550*	*1 170*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(17 226)	(19 153)
(+) Appels de marge [2] [3]	*2 081*	*1 990*
(-) Passifs de contrats	(4 057)	(3 971)
(-) Autres passifs courants et non courants	(16 189)	(19 260)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**71 174**	**66 803**

(1) Les données au 31 décembre 2024 ont été retraitées afin de tenir compte d'un ajustement de 89 millions d'euros correspondant à des créances liées à la cession d'actifs financiers précédemment exclues du calcul des capitaux engagés industriels.
(2) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
(3) 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.

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. 2025	31 déc. 2024
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	13 525	14 401
Impôt décaissé	(1 016)	(1 030)
Variation du besoin en fonds de roulement	(13 986)	(227)
Nucléaire – dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	*15 860*	*435*
Intérêts reçus d'actifs financiers	295	475
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	(14)	(12)
Intérêts financiers versés	(1 512)	(1 732)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	489	750
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	459	(475)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*(459)*	*475*
CASH-FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**13 641**	**13 060**

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. 2025	31 déc. 2024
Investissements corporels et incorporels	7 267	9 385
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	653	670
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*72*	*184*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	243	66
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 750	(1 693)
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(8 523)	4 289
(+) Autres	*2*	*(4)*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	(884)	(743)
Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [(1)]	(174)	-
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	7 410	(2 495)
(+) Variation de périmètre – Acquisitions	129	311
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 946**	**9 970**
(-) Investissements de maintenance	(2 681)	(2 678)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	**5 264**	**7 292**

(1) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus.

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. 2025	31 déc. 2024
(+) Emprunts à long terme	14.2 & 14.3	43 235	42 880
(+) Emprunts à court terme	14.2 & 14.3	11 333	9 127
(+) Instruments financiers passifs	14.4	12 001	13 646
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(11 382)*	*(13 083)*
(-) Autres actifs financiers	14.1	(12 789)	(19 681)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*5 714*	*14 022*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 732*	*1 129*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*3 859*	*2 655*
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1	(14 507)	(16 928)
(-) Instruments financiers actifs	14.4	(11 467)	(13 055)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*11 173*	*12 510*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**38 902**	**33 223**

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Endettement financier net	**14.3**	**38 902**	**33 223**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	17	9 552	24 531
Autres passifs nucléaires	17	-	822
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	17	1 622	1 569
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	18	427	827
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*315*	*239*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	18	(265)	(260)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	18	3 336	3 765
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(2 151)*	*(2 460)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(787)	(918)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*436*	*513*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF	17 & 22	(6 205)	(13 978)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**45 182**	**47 874**

NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

6.1 Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle

Le 16 janvier 2025, ENGIE a annoncé une réorganisation de ses *Global Business Units* (GBU) afin, de répondre aux attentes d'un marché de l'énergie en constante évolution, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroît, et de maximiser la valeur de son modèle intégré. Cette nouvelle organisation est entrée en vigueur à compter du 1er février 2025.

Le Comité Exécutif du Groupe, qui constitue le principal décideur opérationnel au sens de la norme IFRS 8 – *Information sectorielle*, pilote la performance opérationnelle et financière et alloue les ressources au sein du Groupe par activité sous-jacente aux GBU : les "secteurs opérationnels". Ces "secteurs opérationnels" sont regroupés au sein de "secteurs reportables" au sens d'IFRS 8.

Cette évolution conduit à un changement de l'information sectorielle du Groupe. L'articulation entre les anciens et les nouveaux secteurs est la suivante :

				Ancienne organisation						
				GBU et secteurs						
	GBU	Secteurs reportables	Secteurs opérationnels	Infrastructures	Renouvelables	*Retail*	Flex Gen	*Energy Solutions*	Nucléaire	Autres
Nouvelle organisation	*Renewable & Flex Power*	Renouvelables & Batteries	Renouvelables & Batteries		X		X			
		Gas Generation	*Gas Generation Europe*				X			
			Gas Generation International				X			
	Networks	*Networks*	*Gas Infrastructure*	X						
			Power Infrastructure	X						
	Local Energy Infrastructures	*Local Energy Infrastructures*						X		X
	Supply & Energy Management	*Energy Management*	*Energy Management*							X
		One BtoB	*One BtoB*							X
		One BtoC	*One BtoC*			X				
	Autres	Nucléaire	Nucléaire						X	
		Autres	*Local Energy Infrastructures Rest of World (LEI RoW)*					X		
			Autres			X				X

En conséquence, les informations sectorielles comparatives de l'exercice 2024 ont été retraitées afin de refléter la nouvelle organisation entrée en vigueur le 1er février 2025.

6.2 Secteurs reportables et secteurs opérationnels

6.2.1 Définition des secteurs reportables

ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units* (GBU) représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU *Renewable* & *Flex Power*, GBU *Networks*, GBU *Local Energy Infrastructures*, et GBU *Supply & Energy Management* ;
- un ensemble Autres comprenant deux entités opérationnelles : Nucléaire *et Local Energy Infrastructures RoW* ("*Rest of World*"), Tractebel ainsi que certaines *holdings*.

6.2.2 Description des secteurs reportables

- ***Renewable & Flex Power*** comprend deux secteurs reportables Renouvelables & Batteries et *Gas Generation* répartis en trois secteurs opérationnels : Renouvelables & Batteries, *Gas Generation* Europe et *Gas Generation* International.

  Elle regroupe les 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 ainsi que les activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (production thermique flexible et stockage d'électricité, par pompage ou par batterie). Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité ("CCGT" *Combined-Cycle Gas Turbines*).

- ***Networks*** est un secteur reportable comprenant deux secteurs opérationnels : *Gas* Infrastructure et *Power* Infrastructure.

  Il 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…).

- ***Local Energy Infrastructures*** répond aux critères d'un secteur opérationnel et d'un secteur reportable.

  Principalement en Europe (France, Allemagne, Italie…), elle englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (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).

- ***Supply et Energy Management*** comprend trois secteurs opérationnels également considérés comme des secteurs reportables : *Energy Management*, *One BtoB et One BtoC*.

  Elle regroupe les activités d'*Energy Management* 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 également 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. Enfin, elle intègre l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers et les activités de services à destination des clients résidentiels.

- L'ensemble **Autres** regroupe les activités de deux secteurs opérationnels Nucléaire, *Local Energy Infrastructures Rest of World* (principalement en Amérique du Nord, au Brésil en Slovaquie et aux Émirats arabes unis), ainsi que les activités de Tractebel, du *Corporate* et des *holdings*. L'entité Nucléaire, considérée comme un secteur reportable, englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) dont quatre actuellement en activité, ainsi que les droits de tirage sur des centrales en France.

6.3 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renewable & Flex Power	9 860	2 627	12 487	10 398	1 560	11 958
dont Renouvelables & Batteries	*5 560*	*339*	*5 899*	*6 010*	*170*	*6 180*
dont Gas Generation	*4 301*	*2 288*	*6 589*	*4 387*	*1 390*	*5 777*
Networks	7 992	1 036	9 029	7 236	1 045	8 281
Local Energy Infrastructures	8 831	293	9 124	8 900	281	9 181
Supply & Energy Management	42 495	3 741	46 237	44 717	(2 646)	42 071
dont Energy Management	*6 626*	*3 302*	*9 928*	*6 083*	*(3 095)*	*2 989*
dont One BtoB	*23 862*	*183*	*24 045*	*25 174*	*156*	*25 330*
dont One BtoC	*11 926*	*256*	*12 182*	*13 316*	*292*	*13 608*
Autres	2 765	2 705	5 470	2 560	3 707	6 267
Nucléaire	*539*	*2 654*	*3 193*	*68*	*3 664*	*3 732*
Autres	*2 226*	*51*	*2 277*	*2 492*	*43*	*2 535*
Élimination des transactions internes		(10 402)	(10 402)		(3 947)	(3 947)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**71 944**	-	**71 944**	**73 812**	-	**73 812**

ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	(4 349)	(4 391)
dont Renouvelables & Batteries	*(1 456)*	*(1 861)*
dont Gas Generation	*(2 881)*	*(2 510)*
Networks	(1 243)	(1 154)
Local Energy Infrastructures	(6 117)	(6 076)
Supply & Energy Management	(37 290)	(39 108)
dont Energy Management	*(4 674)*	*(4 258)*
dont One BtoB	*(22 093)*	*(23 231)*
dont One BtoC	*(10 461)*	*(11 513)*
Autres	(47)	1 264
Nucléaire	*934*	*2 595*
Autres	*(982)*	*(1 330)*
TOTAL ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL [1]	**(49 047)**	**(49 465)**

(1) Dont un produit net de 29 millions d'euros au 31 décembre 2025 au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 309 millions d'euros au 31 décembre 2024), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie, principalement chez Energy Management.

CHARGES DE PERSONNEL

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	(1 129)	(1 104)
dont Renouvelables & Batteries	*(692)*	*(665)*
dont Gas Generation	*(394)*	*(402)*
Networks	(2 045)	(2 018)
Local Energy Infrastructures	(1 971)	(2 047)
Supply & Energy Management	(1 160)	(1 150)
dont Energy Management	*(456)*	*(458)*
dont One BtoB	*(212)*	*(199)*
dont One BtoC	*(471)*	*(465)*
Autres	(2 343)	(2 305)
Nucléaire	*(385)*	*(325)*
Autres	*(1 958)*	*(1 980)*
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	**(8 648)**	**(8 623)**

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	(1 380)	(1 205)
dont Renouvelables & Batteries	*(1 030)*	*(852)*
dont Gas Generation	*(344)*	*(343)*
Networks	(1 926)	(1 916)
Local Energy Infrastructures	(460)	(466)
Supply & Energy Management	(469)	(494)
dont Energy Management	*(166)*	*(184)*
dont One BtoB	*(93)*	*(92)*
dont One BtoC	*(208)*	*(216)*
Autres	(917)	(1 047)
Nucléaire	*(604)*	*(725)*
Autres	*(313)*	*(322)*
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(5 151)**	**(5 129)**

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	4 962	4 903
dont Renouvelables & Batteries	*3 599*	*3 304*
dont Gas Generation	*1 438*	*1 647*
Networks	4 975	4 338
Local Energy Infrastructures	939	954
Supply & Energy Management	2 824	3 599
dont Energy Management	*829*	*1 517*
dont One BtoB	*1 293*	*1 172*
dont One BtoC	*733*	*923*
Autres	(286)	(400)
Autres	*(286)*	*(400)*
TOTAL EBITDA HORS NUCLÉAIRE	**13 414**	**13 393**
Nucléaire	*1 318*	*2 174*
TOTAL EBITDA	**14 733**	**15 566**

EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	3 577	3 695
dont Renouvelables & Batteries	*2 567*	*2 451*
dont Gas Generation	*1 093*	*1 303*
Networks	3 054	2 430
Local Energy Infrastructures	482	491
Supply & Energy Management	2 357	3 101
dont Energy Management	*665*	*1 330*
dont One BtoB	*1 200*	*1 080*
dont One BtoC	*525*	*707*
Autres	(714)	(823)
Autres	*(714)*	*(823)*
TOTAL EBIT HORS NUCLÉAIRE	**8 757**	**8 893**
Nucléaire	*714*	*1 448*
TOTAL EBIT	**9 471**	**10 341**

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	286	282
dont Renouvelables & Batteries	*(4)*	*(4)*
dont Gas Generation	*290*	*286*
Networks	400	411
Local Energy Infrastructures	55	96
Supply & Energy Management	10	10
dont Energy Management	-	-
dont One BtoB	*10*	*10*
dont One BtoC	-	-
Autres	(129)	52
Nucléaire	*66*	-
Autres	*(195)*	*52*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**622**	**850**

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024 (1)
Renewable & Flex Power	35 158	33 969
dont Renouvelables & Batteries	*30 407*	*28 492*
dont Gas Generation	*4 850*	*5 520*
Networks	24 831	24 927
Local Energy Infrastructures	6 857	6 837
Supply & Energy Management	4 003	6 354
dont Energy Management	*4 244*	*6 015*
dont One BtoB	*243*	*621*
dont One BtoC	*(470)*	*(271)*
Autres	325	(5 284)
Nucléaire	*(1 646)*	*(9 655)*
Autres	*1 971*	*4 372*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**71 174**	**66 803**

(1) Les données au 31 décembre 2024 ont été retraitées afin de tenir compte d'un ajustement de 89 millions d'euros correspondant à des créances liées à la cession d'actifs financiers précédemment exclues du calcul des capitaux engagés industriels.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	3 774	5 668
dont Renouvelables & Batteries	*3 216*	*5 230*
dont Gas Generation	*539*	*429*
Networks	2 232	2 353
Local Energy Infrastructures	747	910
Supply & Energy Management	471	435
dont Energy Management	*128*	*101*
dont One BtoB	*121*	*117*
dont One BtoC	*204*	*161*
Autres	721	605
Nucléaire	*335*	*244*
Autres	*386*	*360*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 946**	**9 970**

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renewable & Flex Power	3 250	5 193
dont Renouvelables & Batteries	*2 974*	*5 010*
dont Gas Generation	*258*	*175*
Networks	836	945
Local Energy Infrastructures	589	736
Supply & Energy Management	265	236
dont Energy Management	*36*	*18*
dont One BtoB	*76*	*70*
dont One BtoC	*137*	*93*
Autres	324	182
Nucléaire	*220*	*78*
Autres	*104*	*104*
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	**5 264**	**7 292**

6.4 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024 (1)
France	28 968	32 623	30 459	33 471
Belgique	8 068	6 808	400	(7 024)
Autres Union européenne	16 806	15 869	9 109	8 611
Autres pays d'Europe	4 689	4 966	2 229	2 166
Amérique du Nord	5 807	5 525	11 051	11 859
Asie, Moyen-Orient et Océanie	2 720	3 185	3 758	4 107
Amérique du Sud	4 607	4 458	12 626	11 967
Afrique	278	379	1 543	1 646
TOTAL	**71 944**	**73 812**	**71 174**	**66 803**

(1) Les données au 31 décembre 2024 ont été retraitées afin de tenir compte d'un ajustement de 89 millions d'euros correspondant à des créances liées à la cession d'actifs financiers précédemment exclues du calcul des capitaux engagés industriels.

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 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. 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 *trading*, de locations et de concessions ainsi que la composante financière éventuelle 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. 2025
Renewable & Flex Power	192	8 398	299	557	414	9 860
dont Renouvelables & Batteries	-	*4 936*	*119*	*231*	*273*	*5 560*
dont Gas Generation	*192*	*3 462*	*179*	*326*	*140*	*4 301*
Networks	173	16	6 992	626	186	7 992
Local Energy Infrastructures	175	3 722	105	4 756	72	8 831
Supply & Energy Management	18 162	22 198	629	217	1 289	42 495
dont Energy management	*4 396*	*1 106*	*443*	*6*	*674*	*6 626*
dont One BtoB	*7 490*	*15 800*	*90*	*13*	*469*	*23 862*
dont One BtoC	*6 276*	*5 292*	*96*	*140*	*123*	*11 926*
Autres	14	158	15	2 463	116	2 765
Nucléaire	-	*69*	*9*	*365*	*95*	*539*
Autres	*14*	*88*	*6*	*2 098*	*20*	*2 226*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**18 716**	**34 492**	**8 040**	**8 619**	**2 077**	**71 944**

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. 2024
Renewable & Flex Power	361	8 487	425	669	457	10 398
dont Renouvelables & Batteries	-	*5 334*	*200*	*214*	*262*	*6 010*
dont Gas Generation	*361*	*3 153*	*225*	*453*	*195*	*4 387*
Networks	133	19	6 451	448	185	7 236
Local Energy Infrastructures	259	3 550	94	4 922	76	8 900
Supply & Energy Management	17 945	23 305	374	350	2 742	44 717
dont Energy management	*3 142*	*916*	*231*	*12*	*1 783*	*6 083*
dont One BtoB	*8 294*	*16 390*	*76*	*19*	*395*	*25 174*
dont One BtoC	*6 509*	*5 998*	*68*	*209*	*532*	*13 316*
Autres	15	95	14	2 402	34	2 560
Nucléaire	-	*12*	*10*	*28*	*18*	*68*
Autres	*15*	*83*	*4*	*2 374*	*16*	*2 492*
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	**18 712**	**35 455**	**7 359**	**8 792**	**3 494**	**73 812**

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 services 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 matrice 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. L'évolution du risque de crédit des grands clients et autres grandes contreparties 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.

Juste valeur

La valeur comptable des créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Créances commerciales et autres débiteurs	13 573	16 173
Dont IFRS 15	*6 101*	*6 880*
Dont non-IFRS 15 [1]	*7 473*	*9 292*
Actifs de contrats	8 022	9 232
Produits à recevoir et factures à établir	*5 547*	*6 874*
Gaz et électricité en compteur [2]	*2 475*	*2 358*

(1) Dont la partie essentielle porte sur des contrats sur matières premières, financiers ou à livraison physique, comptabilisés comme des dérivés conformément à IFRS 9.
(2) Net des acomptes reçus.

Au 31 décembre 2025, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement *Supply & Energy Management* (4 628 millions d'euros) et *Local Energy Infrastructures* (1 970 millions d'euros).

	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
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	16 456	(2 883)	13 573	18 487	(2 314)	16 173
Actifs de contrats	8 071	(49)	8 022	9 290	(58)	9 232
TOTAL	**24 527**	**(2 932)**	**21 595**	**27 777**	**(2 372)**	**25 405**

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 consommations 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 depuis leur dernière facture ou leur dernière relève non facturée, homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix du contrat ou au prix moyen de l'énergie en fonction du mois de livraison, et 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 retenues de volumes et de prix moyens.

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 fait également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2025, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 4 762 millions d'euros pour la France et la Belgique (contre 4 996 millions d'euros au 31 décembre 2024).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Passifs de contrats	451	3 606	4 057	153	3 818	3 971
Avances et acomptes reçus	*31*	*3 083*	*3 114*	*50*	*2 995*	*3 045*
Produits constatés d'avance	*419*	*524*	*943*	*103*	*822*	*926*

Au 31 décembre 2025, les *Global Business Unit* ayant des passifs de contrats les plus importants sont *Supply & Energy Management* (1 948 millions d'euros) et *Local Energy Infrastructures* (1 596 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 2025 s'élève à 688 millions d'euros (contre 563 millions d'euros au 31 décembre 2024) et concerne essentiellement *Local Energy Infrastructures* (584 millions d'euros) qui concentre 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 et dérivés à caractère opérationnel

En millions d'euros	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de *trading* (1)	(41 120)	(42 048)
Achats de services et autres (2)	(7 926)	(7 417)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(49 047)**	**(49 465)**

(1) Dont un produit net de 29 millions d'euros au 31 décembre 2025 au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 309 millions d'euros au 31 décembre 2024), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie, principalement chez Energy Management.

(2) Dont 62 millions d'euros au 31 décembre 2025 de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16 (contre 72 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La légère diminution des achats et dérivés à caractère opérationnel est principalement induite par l'évolution des positions de MtM sur des instruments financiers à caractère opérationnel, en lien avec la normalisation des prix de l'énergie.

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Avantages à court terme		(8 260)	(8 175)
Paiements fondés sur des actions	19	(112)	(97)
Charges liées aux plans à prestations définies	18.3.4	(188)	(263)
Charges liées aux plans à cotisations définies	18.4	(88)	(88)
CHARGES DE PERSONNEL		**(8 648)**	**(8 623)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Dotations aux amortissements	13	(5 151)	(5 129)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(565)	(469)
Variation nette des provisions	17	324	50
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(5 392)**	**(5 547)**

Au 31 décembre 2025, les dotations aux amortissements se répartissent entre 1 150 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 001 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

8.4 Impôts et taxes

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
IMPÔTS ET TAXES	**(1 845)**	**(2 391)**

Les impôts et taxes ressortent à 1 845 millions d'euros à fin 2025, en baisse de 546 millions d'euros par rapport à 2024. Cette baisse s'explique par la disparition de la taxe inframarginale sur la production d'électricité en France. Elle résulte également de la réduction des redevances et taxes liées aux activités de production, notamment la baisse de la redevance hydraulique due par la CNR et la diminution des taxes et redevances associées à l'activité nucléaire d'Electrabel.

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 de modèles "*Develop, Build, Share & Operate*" (DBSO) ou "*Develop, Share, Build & Operate*" (DSBO), reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui, sous réserve que certains critères soient remplis (notamment sur la récurrence des transactions), 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. 2025	31 déc. 2024
PERTES DE VALEUR			
Goodwill	13.1	(105)	(66)
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles	13.2 & 13.3	(720)	(893)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	(124)
Total des pertes de valeur d'actifs		**(825)**	**(1 083)**
REPRISES DE PERTES DE VALEUR			
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles		48	39
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	334
Total des reprises de pertes de valeur		**48**	**373**
TOTAL		**(778)**	**(709)**

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2025

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2025 s'élèvent à 778 millions d'euros. Elles concernent notamment des actifs en cours de cession pour 257 millions d'euros, dont principalement :

- les anciens sites d'usines à gaz en France (125 millions d'euros) ;
- des actifs au sein du périmètre *Local Energy Infrastructures Rest of World* (66 millions d'euros) ;
- ENGIE Home Services (61 millions d'euros).

Le reste des pertes de valeur comptabilisées en 2025 concernent essentiellement :

- des actifs de Renouvelables & Batteries *onshore* en Amérique du Nord (143 millions d'euros), en Inde (68 millions d'euros) et en France (25 millions d'euros) ;
- le *goodwill* nucléaire (105 millions d'euros) ;
- des actifs de *Local Energy Infrastructures* en France (90 millions d'euros) ;
- différents actifs pour une valeur unitaire non significative.

Ces pertes de valeur concernent principalement les actifs incorporels et corporels. 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 2025 s'établit à 657 millions d'euros.

Les décisions de sorties d'actifs non stratégiques peuvent être motivées par l'objectif net zéro Carbone du Groupe à horizon 2045. Pour les autres actifs non financiers, aucune dépréciation n'a été constatée du fait d'une exposition à des risques climatiques (transition ou adaptation).

Les tests de pertes de valeur et leurs modalités de calcul sont détaillés dans la Note 13.4 "Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles, sociétés mises en "équivalence".

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2024

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2024 s'élevaient à 709 millions d'euros. Ces pertes de valeur concernaient notamment des opérations de cession pour 247 millions d'euros :

- des actifs de production thermique au Pakistan (205 millions d'euros) ;
- une quote-part de la participation mise en équivalence de Safi au Maroc (54 millions d'euros) ;
- des entités portant les actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (225 millions d'euros) ;
- la participation mise en équivalence de E&E Algeria Touat BV en Algérie (reprise de perte de valeur de 171 millions d'euros) ;
- la participation mise en équivalence Senoko à Singapour (reprise de perte de valeur de 66 millions d'euros).

Les pertes de valeur comptabilisées en 2024 avaient également trait à :

- des actifs de *Local Energy Infrastructures* en France (108 millions d'euros) ;
- des actifs de *Local Energy Infrastructures Rest of World* en Amérique du Nord (73 millions d'euros) ;
- des actifs de production d'énergies renouvelables *onshore* en Amérique du Nord (91 millions d'euros) et des actifs hydrauliques au Brésil (reprise de perte de valeur sur une société mise en équivalence pour 80 millions d'euros) ;
- des actifs de la société EVBox (96 millions d'euros) suite à la décision d'arrêt des activités ;
- 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 303 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 369 millions d'euros au 31 décembre 2024) représentent essentiellement des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique, notamment en Autres pour 166 millions d'euros, en *Local Energy Infrastructures* pour 75 millions d'euros et en *One BtoC* pour 35 millions d'euros, ainsi qu'à des arrêts ou cessions d'exploitation, et à la fermeture ou restructuration de certains sites.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2025, les effets de périmètre (voir Note 4.1.1 "Cessions finalisées au cours de l'exercice 2025") s'élèvent à 217 millions d'euros (contre 439 millions d'euros au 31 décembre 2024) et concernent les opérations suivantes :

- cession de la participation résiduelle dans la société Gaztransport et Technigaz finalisée le 30 mai 2025 (148 millions d'euros) ;
- cession de ENGIE Services US (ESUS) le 12 juin 2025, société fournissant des solutions énergétiques aux États-Unis (35 millions d'euros) ;
- cession d'actifs de production d'électricité et de désalinisation au Koweït et à Bahreïn (25 millions d'euros) ;
- diverses cessions non significatives individuellement (9 millions d'euros).

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents s'élèvent à 42 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre -151 millions d'euros au 31 décembre 2024).

NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2025	Charges	Produits	31 déc. 2024
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 986)	-	(1 986)	(2 107)	-	(2 107)
Coût des dettes de location	(161)	-	(161)	(126)	-	(126)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(41)	-	(41)	(12)	-	(12)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(21)	-	(21)	-	16	16
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	532	532	-	803	803
Coûts d'emprunts capitalisés	310	-	310	308	-	308
Coût de la dette	**(1 900)**	**532**	**(1 368)**	**(1 936)**	**819**	**(1 117)**
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	4	4	-	-	-
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	-	**4**	**4**	-	-	-
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(152)	-	(152)	(157)	-	(157)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(586)	-	(586)	(885)	-	(885)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	26	-	26	(53)	-	(53)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(328)	361	33	(73)	120	47
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	64	64	-	306	306
Autres	(55)	59	5	(740)	757	17
Autres produits et charges financiers	**(1 094)**	**485**	**(609)**	**(1 909)**	**1 184**	**(725)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 994)**	**1 021**	**(1 973)**	**(3 845)**	**2 003**	**(1 842)**

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 570 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 2 215 millions d'euros en 2024). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Impôt exigible	(1 073)	(1 679)
Impôt différé	(498)	(536)
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(1 570)**	**(2 215)**

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. 2025	31 déc. 2024
Résultat net	**4 748**	**4 973**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	622	1 060
Impôt sur les bénéfices	(1 570)	(2 215)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**5 697**	**6 128**
Dont sociétés françaises intégrées	*842*	*654*
Dont sociétés étrangères intégrées	*4 855*	*5 474*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	25,8%	25,8%
Produit/(charge) d'impôt théorique (c) = (a) x (b)	**(1 471)**	**(1 582)**
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	35	(15)
Différences permanentes [1]	(113)	(57)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [2]	118	(2)
Compléments d'impôt [3]	(356)	(75)
Effet de la non-reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [4]	25	(577)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [5]	88	62
Effet des changements de taux d'impôt	(2)	(4)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [6]	76	56
Autres [7]	28	(21)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 571)**	**(2 215)**

(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, la contribution exceptionnelle sur les bénéfices des grandes entreprises en France ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(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 résultat net et de perspectives bénéficiaires suffisants (voir Note 11.4 "Impôts différés non comptabilisés" 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 notamment les crédits d'impôt aux États-Unis et en France et autres réductions d'impôt.

(7) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

Le Groupe n'a pas enregistré de charge significative au titre de l'application des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE, instaurant un impôt minimal).

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. 2025**	**31 déc. 2024**
ACTIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Reports déficitaires	(653)	54
Engagements de retraite et assimilés	29	37
Provisions non déductibles	(655)	(985)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	20	(241)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	1 405	1 073
Autres	(517)	194
Total	**(370)**	**132**
PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	61	455
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(183)	(1 293)
Autres	(6)	169
Total	**(128)**	**(668)**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**(498)**	**(536)**

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. 2025**	**31 déc. 2024**
Instruments de capitaux propres et de dettes	(34)	-
Écarts actuariels	(214)	(74)
Couverture d'investissement net	(170)	68
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	502	(862)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	6	32
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence	**91**	**(837)**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(25)	54
TOTAL	**65**	**(784)**

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 e passifs d'impôt différé, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	**Actifs**	**Passifs**	**Positions nettes**
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**847**	**(5 875)**	**(5 028)**
Effet du résultat de la période	(370)	(128)	(498)
Effet des autres éléments du résultat global	282	(196)	86
Effet de périmètre	(14)	(13)	(27)
Effet de change	(117)	184	67
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(39)	15	(24)
Autres effets	-	14	14
Effet de présentation nette par entité fiscale	84	(84)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**673**	**(6 083)**	**(5 410)**

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. 2025	31 déc. 2024
ACTIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Reports déficitaires	1 548	2 217
Engagements de retraite	787	918
Provisions non déductibles	348	1 048
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 931	1 493
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	6 275	9 088
Autres	525	639
Total	**11 414**	**15 403**
PASSIFS D'IMPÔT DIFFÉRÉ		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(10 097)	(9 802)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(5 903)	(9 853)
Autres	(824)	(776)
Total	**(16 823)**	**(20 431)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(5 410)**	**(5 027)**

Conformément à l'amendement d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé au titre de la mise en œuvre des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE.

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2025, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 5 123 millions d'euros (contre 4 660 millions d'euros au 31 décembre 2024). 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, aux Pays-Bas, aux États-Unis et en Australie). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu, en tout ou partie, à la comptabilisation d'actifs d'impôt différé faute de résultats ou perspectives bénéficiaires suffisantes à date.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 905 millions d'euros en 2025 (contre 1 783 millions d'euros en 2024).

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 (*voir 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. 2025	31 déc. 2024
Numérateur (*en millions d'euros*)		
Résultat net part du Groupe	**3 827**	**4 106**
Rémunération des titres super-subordonnés	(140)	(76)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**3 688**	**4 030**
Résultat net récurrent part du Groupe	**4 896**	**5 531**
Rémunération des titres super-subordonnés	(140)	(76)
Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**4 756**	**5 455**
Dénominateur (*en millions d'actions*)		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 429**	**2 425**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	14	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 443**	**2 436**
Résultat par action (*en euros*)		
Résultat net part du Groupe par action	**1,52**	**1,66**
Résultat net part du Groupe par action dilué	**1,51**	**1,65**
Résultat net récurrent part du Groupe par action	**1,96**	**2,25**
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	**1,95**	**2,24**

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 l'organisation du Groupe

Le 16 janvier 2025, le Groupe a annoncé l'ajustement du périmètre de ses *Global Business Units* (GBU). À compter du 1er février 2025, le Groupe est organisé autour de quatre *Global Business Units* : *Renewable & Flex Power*, *Networks*, *Local Energy Infrastructures* et *Supply & Energy Management*.

Dans le contexte de cette réorganisation, le Groupe a modifié son information sectorielle au sens d'IFRS 8 – *Secteurs opérationnels* (voir Note 6.1 "Réorganisation d'ENGIE et modification de l'information sectorielle") et a procédé en conséquence à une réallocation des *goodwill* des anciens vers les nouveaux secteurs opérationnels conformément à IAS 36 – *Dépréciations d'actifs*.

Parmi les six secteurs opérationnels et l'ensemble Autres comprenant GEMS dans la précédente organisation :

- les *goodwill* de Renouvelables et *Retail* qui s'élevaient à respectivement 2 289 millions d'euros et 1 843 millions d'euros au 1er janvier 2025 ont été alloués directement aux nouveaux secteurs opérationnels ;
- Nucléaire conserve son *goodwill* dans l'ensemble Autres (797 millions d'euros au 1er janvier 2025) ;
- les *goodwill* de *Flex Gen*, Infrastructures, *Energy Solutions* et de l'entité opérationnelle GEMS qui s'élevaient respectivement à 1 483 millions d'euros, 5 277 millions d'euros, 1 091 millions d'euros et 334 millions d'euros ont fait l'objet d'une répartition sur les nouveaux secteurs opérationnels.

La réallocation des *goodwill* au niveau des secteurs au 1er janvier 2025 se présente comme suit :

			Ancienne organisation							
	En millions d'euros		**Infrastructures**	**Renouvelables**	**Retail**	***Flex Gen***	***Energy Solutions***	**Nucléaire**	**Autres**	***Goodwill* au 1er janvier 2025**
Nouvelle organisation	*Renewable & Flex Power*	Renouvelables & Batteries		2 289		1 031				3 320
		Gas Generation Europe				72				72
		Gas Generation International				380				380
	Networks	*Gas Infrastructure*	5 164							5 164
		Power Infrastructure	113							113
	Local Energy Infrastructures						1 008		12	1 021
	Supply & Energy Management	*Energy Management*							-	-
		One BtoB							322	322
		One BtoC			1 843					1 843
	Autres	Nucléaire						797		797
		Local Energy Infrastructures RoW					83			83
		Autres							178	178
	Goodwill au 1er janvier 2025		5 277	2 289	1 843	1 483	1 091	797	512	13 291

Compte tenu des marges de valeur existantes, cette réallocation des *goodwill* n'a pas entraîné de perte de valeur initiale.

13.1.2 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	**Valeur nette**
Au 31 décembre 2024	**13 291**
Pertes de valeur	(105)
Variations de périmètre et Autres	123
Écarts de conversion	(199)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**13 110**

13.1.3 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2025 :

En millions d'euros	31 déc. 2025
Networks	
Gas Infrastructure	5 169
Power Infrastructure	108
Renewable & Flex Power	
Renouvelables & Batteries	3 403
Gas Generation International	312
Gas Generation Europe	72
Supply & Energy Management	
One BtoC	1 839
One BtoB	290
Energy Management	19
Local Energy Infrastructures	972
Autres	
Nucléaire	692
Autres	177
Local Energy Infrastructures RoW	57
TOTAL	**13 110**

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

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 2024	**4 132**	**3 361**	**15 161**	**22 654**
Acquisitions	290	-	1 123	1 412
Cessions	(74)	(27)	(101)	(202)
Écarts de conversion	(10)	-	(224)	(234)
Variations de périmètre	95	-	188	284
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	(227)	(227)
Autres variations	(16)	72	(299)	(243)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**4 417**	**3 406**	**15 620**	**23 443**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(1 882)**	**(2 380)**	**(10 427)**	**(14 689)**
Dotations aux amortissements	(158)	(121)	(871)	(1 150)
Pertes de valeur	(33)	-	(207)	(240)
Cessions	57	27	77	161
Écarts de conversion	8	-	127	135
Variations de périmètre	(34)	-	42	8
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	-	208	208
Autres variations	15	-	28	43
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**(2 027)**	**(2 474)**	**(11 023)**	**(15 524)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 250**	**981**	**4 734**	**7 964**
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**2 390**	**932**	**4 597**	**7 919**

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par des dotations aux amortissements pour -1 150 millions d'euros. Elle est largement compensée par :

- des investissements sur la période pour 1 412 millions d'euros qui concernent principalement des actifs incorporels en cours (849 millions d'euros), notamment des projets informatiques (357 millions d'euros) principalement au niveau du *corporate* ENGIE en France et de la GBU *Supply & Energy Management*, des extensions et maintenances de réseaux de transport et de distribution (197 millions d'euros) principalement en France, des coûts capitalisés dans le cadre des projets renouvelables aux États-Unis et en France (179 millions d'euros), ainsi que des contrats de concession (290 millions d'euros) dans le secteur *Local Energy Infrastructures* ;
- un effet net des variations de périmètre pour 292 millions d'euros, principalement dans la GBU *Renewable & Flex Power* dans le cadre de l'acquisition de deux centrales hydroélectriques au Brésil (198 millions d'euros) et de portefeuilles d'actifs renouvelables au Royaume-Uni (74 millions d'euros) et en Allemagne (20 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 droits 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).

13.2.3 Autres

Au 31 décembre 2025, ce poste comprend principalement 1 338 millions d'euros de logiciels et licences, 831 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 427 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.

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 orientées vers l'adaptation et l'atténuation au changement climatique, et incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée 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 22 millions d'euros pour l'exercice 2025.

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", stocké dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (voir Note 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	35
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.

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	Construc-tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèle-ment	Immobili-sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
VALEUR BRUTE									
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**696**	**3 474**	**107 914**	**339**	**5 525**	**9 232**	**6 204**	**875**	**134 259**
Acquisitions/Augmentations	9	14	209	24	-	6 476	605	32	7 370
Cessions	(16)	(95)	(1 474)	(33)	(36)	(64)	(379)	(71)	(2 167)
Écarts de conversion	(15)	(120)	(2 486)	(5)	(61)	(483)	(262)	-	(3 433)
Variations de périmètre [1]	13	(8)	(2 517)	(14)	1	(74)	(26)	(8)	(2 633)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	(3)	(21)	(3)	-	-	(112)	(6)	(146)
Autres variations	13	179	7 082	3	90	(6 541)	(711)	(123)	(8)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**700**	**3 441**	**108 707**	**311**	**5 519**	**8 547**	**5 320**	**699**	**133 244**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR									
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(173)**	**(2 094)**	**(59 148)**	**(245)**	**(4 868)**	**(301)**	**(2 220)**	**(824)**	**(69 871)**
Dotations aux amortissements	(4)	(100)	(3 125)	(31)	(252)	-	(478)	(11)	(4 001)
Pertes de valeur	-	(63)	(220)	-	(22)	(201)	22	(14)	(498)
Cessions	6	89	1 524	31	37	34	364	81	2 166
Écarts de conversion	2	54	1 020	4	30	20	74	19	1 223
Variations de périmètre [1]	(3)	7	2 977	10	-	-	23	7	3 020
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités non poursuivies"	-	3	20	2	-	-	51	6	83
Autres variations	(3)	(58)	(61)	3	-	8	249	(4)	134
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**(176)**	**(2 161)**	**(57 013)**	**(226)**	**(5 075)**	**(439)**	**(1 915)**	**(739)**	**(67 744)**
VALEUR NETTE COMPTABLE									
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**523**	**1 380**	**48 766**	**94**	**657**	**8 932**	**3 985**	**52**	**64 388**
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**524**	**1 280**	**51 695**	**85**	**444**	**8 107**	**3 405**	**(40)**	**65 499**

(1) L'activité nucléaire, représentant un actif brut total de 3 milliards d'euros totalement amorti, a été apportée à la Co-Entreprise BE-NUC.

En 2025, la progression nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 7 370 millions d'euros, relatifs notamment à des constructions et des développements de champs éoliens et solaires et d'actifs de production flexible principalement aux États-Unis, au Chili, en France et en Belgique (4 425 millions d'euros), à des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France, Roumanie et Amérique latine (1 817 millions d'euros) et aux activités dans le secteur opérationnel *Local Energy Infrastructures* (545 millions d'euros) principalement en France ;
- un effet net des variations de périmètre pour 388 millions d'euros, principalement dans la GBU *Renewable* & *Flex Power* avec l'acquisition de deux centrales hydroélectriques au Brésil (279 millions d'euros) et de portefeuilles d'actifs renouvelables au Royaume-Uni (79 millions d'euros) et en Allemagne (54 millions d'euros).

Ces effets sont largement compensés par :

- des dotations aux amortissements pour -4 001 millions d'euros ;
- des effets de change pour -2 209 millions d'euros provenant principalement de la dépréciation du dollar américain (-1 995 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 1 225 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 1 490 millions d'euros au 31 décembre 2024. La diminution nette porte principalement sur les actifs amortis de la GBU *Renewable* & *Flex Power* mis en gage au Brésil pour 310 millions d'euros.

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 3 829 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 2 461 millions d'euros au 31 décembre 2024.

13.3.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 310 millions d'euros au titre de 2025 contre 308 millions d'euros au titre de 2024.

13.4 Tests de perte de valeur des *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles, sociétés mises en équivalence

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.

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.

Sociétés mises en équivalence

La valeur comptable totale de la participation mise en équivalence est soumise à des tests de dépréciation conformément à IAS 36, en tant qu'actif unique, en comparant sa valeur recouvrable (à savoir la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente) avec sa valeur comptable, dès lors qu'il existe une indication de perte de valeur.

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 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 2026 et du plan d'affaires à moyen terme 2027-2028 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.

Au-delà du plan d'affaires moyen terme, 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 2029-2050 lesquelles ont été revues et validées en septembre 2025 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 variation 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 tiennent compte des enjeux d'accessibilité des prix de l'électricité en Europe et de la diminution progressive de la demande de certificats provenant du secteur énergétique, liée à la montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix à moyen et long terme. Ces projections sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 90% à l'horizon 2040 selon l'accord de décembre 2025 entre la Présidence du Conseil et les représentants du Parlement européen. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe peut être considéré comme intermédiaire entre les scénarios STEPS (*Stated Energy Policies Scenario*) et NZE (*Net-Zero Scenario*) de l'*International Energy Agency* ou proche de celui de l'ADEME ("technologie verte") pour ce qui concerne la France ;

- 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 ainsi que le captage et le 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 Document d'enregistrement universel du Groupe.

Enfin, dans le cadre de la prise en compte des enjeux climatiques (voir Note 1.3.3 "Prise en compte des enjeux climatiques dans l'établissement des états financiers du Groupe"), le Groupe a pris en considération, dans l'évaluation des actifs non-financiers, son engagement de sortie complète des activités charbon d'ici 2027 (voir Note 13.4.5 "*Local Energy Infrastructures*") et a mis à jour son scénario de référence en intégrant notamment l'évolution de la demande d'énergie en Europe (chaleur et froid).

Cette section commente également les pertes de valeur comptabilisées sur les sociétés mises en équivalence (sur la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat) ainsi que les pertes de valeur comptabilisées, au sein de ces sociétés (sur la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" du compte de résultat) (voir Note 3 "Participations dans les sociétés mises en équivalence").

13.4.2 *Networks*

13.4.2.1 *Gas infrastructures*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 5 169 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 950 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 29 551 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 375 millions d'euros. Les infrastructures françaises régulées totalisent 871 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 27 175 millions d'euros pour les immobilisations corporelles.

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz 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…).

France

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des revenus tarifaires et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR) qui est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs.

La BAR regroupe l'ensemble des actifs mis en service par un opérateur d'infrastructure pour l'exercice de son activité régulée. Elle établit une valeur économique de ces actifs qui est utilisée par le régulateur pour fixer les tarifs d'accès à cette infrastructure. Elle inclut les actifs nécessaires pour fournir le service, comme les infrastructures et les équipements. Elle sert de base pour le calcul des charges d'investissement qui doivent être couvertes par le tarif d'accès à l'infrastructure, incluant l'amortissement de l'investissement initialement consenti par l'opérateur et un retour sur investissement raisonnable pour l'activité industrielle considérée. En d'autres termes, elle est le fondement de la méthodologie de détermination des tarifs utilisée par le régulateur pour s'assurer que les entreprises peuvent couvrir leurs coûts et réaliser un profit juste, tout en protégeant les consommateurs contre des tarifs excessifs.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario de 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 pour l'acheminement du méthane vert (biométhane notamment) et du gaz naturel assorti à la capture du CO_2 ou converti pour permettre l'acheminement de l'hydrogène. Ces gaz verts (biométhane, hydrogène…) remplaceront progressivement le gaz naturel. Ce rôle stratégique sera par ailleurs conforté par les nouvelles opportunités liées au stockage, au transport et l'export de CO_2.

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 du biométhane dans l'Union européenne. Le train de mesures sur le gaz adopté en avril 2024 fixe un objectif européen de production de biométhane (35 bpm à horizon 2030), une définition des gaz bas-carbone, un cadre réglementaire pour la régulation des infrastructures hydrogène et des obligations de planification des infrastructures (dont des plans décennaux pour les opérateurs de réseaux de transport gaz et hydrogène mis à jour annuellement) dont la mise en œuvre est confiée aux États et aux opérateurs.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à l'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) [(1)]. Le scénario retenu par le Groupe est conforté par les principales conclusions du rapport de la CRE d'avril 2023 sur l'avenir des infrastructures gazières, celles issues de la consultation publique sur la "décarbonation du bâtiment" à l'été 2023 (qui met en évidence les difficultés liées à une éventuelle interdiction d'installation de nouvelles chaudières gaz dans les logements existants) ainsi que, dans une certaine mesure, par les dernières perspectives publiques de la nouvelle Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Celles-ci confortent les objectifs de la France en matière de production de biométhane (50 TWh à l'horizon 2030) et réaffirment l'importance des stockages de gaz pour la sécurité d'approvisionnement en énergie du pays. La PPE3, publiée le 13 février 2026, introduit cependant un objectif important de remplacement des chaudières à gaz par une autre solution énergétique, notamment électrique. Le Groupe considère cet objectif comme irréaliste pour des raisons de soutenabilité économique pour les ménages ou du fait de contraintes

(1) La SFEC comprend 3 documents : la loi de programmation énergie et climat (LPEC) qui définit les objectifs et les priorités d'action ; la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui est un outil de pilotage de la politique énergétique couvrant deux périodes successives de 5 ans ; la stratégie nationale bas carbone (SNBC) qui définit une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre par secteur d'activité jusqu'à 2050.

techniques qui ne permettent pas l'installation de solutions électriques efficaces ou le raccordement à un réseau de chaleur dans près de la moitié des logements. Dès lors, le Groupe considère que la PPE3 ne remet pas en cause le scénario de mix énergétique à l'horizon 2050.

Brésil

Dans le cadre de la révision tarifaire quinquennale préparant la prochaine période régulatoire (2026-2030), Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG", société mise en équivalence) a soumis au régulateur brésilien ANP courant 2025 le dossier "Malha Nordeste", premier de ses quatre contrats arrivé à échéance fin 2025. Cette soumission s'inscrit dans le cadre de la révision plus large des tarifs de transport du gaz naturel au Brésil, conformément à la nouvelle loi sur le gaz et à la résolution n° 3/2022 du CNPE (Conseil National de l'Énergie Brésilien), qui vise à moderniser les structures tarifaires, à renforcer la transparence et à stimuler les investissements dans les infrastructures. Cette soumission marque le début d'un calendrier réglementaire structuré pour les actifs de TAG. Les prochains contrats arrivent à échéance à compter de novembre 2030.

Le régulateur instruit actuellement la méthodologie de fixation des tarifs et les modèles de calcul de la Base d'Actifs Régulés (BAR), y compris la transition vers un système de tarification à l'entrée et à la sortie, ainsi que la redéfinition du revenu maximal autorisé (MAR).

Le test de dépréciation a été réalisé en s'appuyant sur la meilleure estimation actualisée par le management de TAG concernant le tarif futur susceptible de résulter du processus réglementaire en cours, ainsi que sur les mécanismes de compensation contractuels conclus avec le vendeur lors de l'acquisition de TAG en 2019.

Les Infrastructures gazières au Brésil contribuent à 7% de la valeur recouvrable de l'UGT Gas Infrastructures.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités, en France comme à l'international, sont généralement compris entre 4,8% et 10,5% en 2025. Ces taux, compris entre 5,1% et 10,0% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Analyses de sensibilité

France

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.

Comme évoqué précédemment, les dernières perspectives publiques de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD) induisent de potentielles mesures défavorables aux chaudières gaz (suppression des incitations financières à l'installation de chaudières, maintien des aides à l'installation de pompes à chaleur). Ces mesures auront un impact bien moindre sur le portefeuille de clients gaz, et donc sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France, que l'aurait eu une interdiction de l'installation des chaudières, mesure qui a été retirée après avoir été proposée en 2023.

Une évolution plus substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir un impact significatif sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières en France y compris sur le *goodwill* de l'UGT *Gas Infrastructures*. Les Infrastructures gazières en France contribuant à 84% de la valeur recouvrable de l'UGT *Gas Infrastructures*.

Il est rappelé, ci-après, la BAR 2025 (et 2024) des actifs Infrastructures gazières en France, la valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels ainsi que les dotations aux amortissements relatives :

En millions d'euros	BAR 2025	BAR 2024	Valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels (hors *goodwill*)	Dotations aux amortissements
GRDF	16 993	17 281	14 634	(1 116)
NaTran	9 241	9 384	7 614	(547)
Storengy	4 323	4 302	4 543	(152)
Elengy	933	912	388	(64)

Brésil

Une évolution substantielle du cadre réglementaire au Brésil pourrait avoir un impact significatif sur la valorisation des actifs d'infrastructures gazières au Brésil (valeur comptable de 540 millions d'euros au 31 décembre 2025, voir Note 3.2.1 "Contribution des coentreprises aux états financiers du Groupe").

13.4.2.2 *Power infrastructures*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 108 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 51 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 423 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 114 millions d'euros.

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement des réseaux de transport d'électricité à l'international principalement au Brésil et au Chili.

La transmission d'électricité est un secteur présentant un faible risque opérationnel, avec des revenus à long terme fortement régulés, basés sur une redevance de capacité liée à la disponibilité, indexée sur l'inflation et révisée régulièrement en ce qui concerne le taux d'intérêt. Reposant sur des contrats de concession à long terme et régulés (dont une partie importante, au Brésil, est comptabilisée selon le modèle de créance financière IFRIC 12), la transmission d'électricité offre des flux de trésorerie prévisibles et constants, avec un risque de contrepartie très faible.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités sont généralement compris entre 6,2% et 8,3% en 2025, relativement stable par rapport à 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités *Power Infrastructures* au Brésil et au Chili, 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.

13.4.3 Renewable & *Flex Power*

13.4.3.1 Renouvelables & Batteries

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 3 403 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 954 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 27 057 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 2 725 millions d'euros.

Le secteur Renouvelables & Batteries 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 le stockage par batterie associé à un actif renouvelable ainsi que les activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont (stockage d'électricité par pompage ou par batterie). 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, l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide, ainsi que, le cas échéant, les mécanismes de subvention aux énergies renouvelables.

Plus particulièrement, une proposition de loi a été déposée le 13 janvier 2026 à l'Assemblée nationale afin de transcrire dans le droit français l'accord conclu entre la France et la Commission européenne visant à sécuriser le cadre juridique des concessions hydroélectriques. Cette proposition prévoit le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour les installations de plus de 4 500 kW à l'exception de la Compagnie Nationale du Rhône dont le contrat de concession se poursuivra jusqu'à son terme.

En 2025, en l'absence de loi et de décret d'application, ce changement réglementaire n'a pas été pris en compte dans l'évaluation de la valeur d'utilité de la SHEM.

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.

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 5,4% et 12,3% en 2025. Ces taux, compris entre 5,4% et 11,3% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Des pertes de valeur d'un montant total de 244 millions d'euros ont été comptabilisées en 2025 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Ces pertes de valeur concernent essentiellement des actifs renouvelables *onshore* en Amérique du Nord pour 143 millions d'euros, ainsi qu'une centrale solaire en Inde pour 68 millions d'euros. S'agissant plus spécifiquement des actifs renouvelables *onshore* américains, ceux-ci ont été testés selon la nouvelle réglementation fiscale américaine "*One Big Beautiful Bill Act*". Dans ce contexte, l'analyse du statut des projets en cours de développement a conduit le Groupe à déprécier des coûts capitalisés pour environ 100 millions d'euros, montant inclus dans les 143 millions d'euros mentionnés ci-dessus. En revanche, aucune perte de valeur supplémentaire n'a été constatée en 2025 sur les projets *offshore* américains détenus via la coentreprise Ocean Winds. Ces actifs avaient été valorisés fin 2024 en intégrant l'impact d'un report de 4 ans dans leur développement, et leur valeur recouvrable n'a pas été affectée davantage par l'application de cette nouvelle réglementation, d'autant que le Groupe dispose de fondements juridiques solides pour défendre, le cas échéant, la valeur de ses permis (voir Note 4.2.1 "Réforme fiscale américaine (*One Big Beautiful Bill Act*)").

Par ailleurs, des pertes de valeur ont été comptabilisées, au 31 décembre 2025, au sein de la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" pour 172 millions d'euros dont 156 millions d'euros sur des actifs en France en raison de la baisse des prix de marché de l'électricité.

Analyses de sensibilité

La sensibilité des activités de production électrique d'origine hydraulique en France et de production renouvelable en Amérique du Nord à la variation du prix de l'électricité ainsi qu'à la variation des taux d'actualisation sur la valeur recouvrable est présentée dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2025			
	Prix de l'électricité		Taux d'actualisation	
En milliard d'euros	+10 €/MWh	-10 €/MWh	+50 bp	-50 bp
Production d'électricité hydraulique en France	0,4	(0,4)	(0,1)	0,1
Actifs renouvelables et batteries en Amérique du Nord	0,4	(0,5)	(0,1)	0,5

Variation non linéaire à la hausse ou à la baisse en raison du mode de calcul de la redevance hydraulique.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation et une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh ont un impact négatif sur la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

Par ailleurs, une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation mènerait à une dépréciation de projets mis en équivalence de la coentreprise Ocean Winds d'environ 30 millions d'euros (en quote-part ENGIE).

13.4.3.2 *Gas Generation International*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 312 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 108 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 1 849 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 222 millions d'euros.

Gas Generation International regroupe l'ensemble des activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont avec la production thermique flexible principalement en Amérique latine et au Moyen-Orient et en Amérique du Nord. Son rôle est clé dans la transition énergétique. Ses activités comprennent également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution de la marge captée au-delà de l'horizon liquide (i.e. l'évolution de la marge constituée du prix de l'électricité, diminué du prix du CO_2, et des combustibles).

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6,3% et 12,3% en 2025. Ces taux, compris entre 6,7% et 12,0% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Des pertes de valeur d'un montant total de 46 millions d'euros ont été comptabilisées en 2025 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat.

Elles sont essentiellement liées à la mise à jour des coûts de démantèlement de centrales au Chili.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés se traduirait par une diminution de 0,1 milliard d'euros de la valeur recouvrable des actifs, 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 impact positif de 0,1 milliard d'euros sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par une baisse de 0,3 milliard d'euros de la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 0,3 milliard d'euros sur ce calcul.

13.4.3.3 *Gas Generation Europe*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 72 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 1 974 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 130 millions d'euros.

Gas Generation Europe regroupe l'ensemble des activités permettant de compenser l'intermittence des énergies renouvelables grâce à l'apport de flexibilité amont avec la production thermique flexible principalement en France, Belgique, Pays-Bas, Italie et Espagne. Son rôle est clé dans la transition énergétique.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution de la marge captée au-delà de l'horizon liquide (i.e. l'évolution de la marge constituée du prix de l'électricité, diminué du prix du CO_2, et des combustibles).

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 5,8% et 9,2% en 2025. Ces taux, compris entre 6,7% et 9,6% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés se traduirait par une baisse de 0,02 milliard d'euros de la valeur recouvrable des centrales thermiques, 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 0,02 milliard d'euros sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par une diminution de 0,4 milliard d'euros de la valeur recouvrable, la valeur recouvrable du *goodwill* demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 0,4 milliard d'euros sur ce calcul.

13.4.4 *Supply & Energy Management*

13.4.4.1 *One BtoC*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 1 839 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 430 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 39 millions d'euros.

One BtoC regroupe les 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. *One BtoC* propose également des solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation des activités du Groupe et celles de ses clients.

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 8,0% et 11,0% en 2025. Ces taux, compris entre 7,8% et 10,3% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de *One BtoC*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.4.2 *One BtoB*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 290 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 225 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 1 million d'euros et les sociétés mises en équivalence à 60 millions d'euros.

One BtoB regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux grandes entreprises, industries et collectivités territoriales. *One BtoB* propose également des solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation des activités du Groupe et celles de ses clients.

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 7,0% et 12,0% en 2025. Ces taux, compris entre 7,8% et 10,3% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de *One BtoB*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.4.3 *Energy Management*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 19 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 236 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 585 millions d'euros.

Energy Management regroupe les activités de gestion de l'énergie qui consistent à gérer les risques de marché liés aux flux de volumes d'énergie (la production et la vente) et, par conséquence, à optimiser ces actifs sur les marchés.

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 8,5% et 12,0% en 2025. Ces taux, compris entre 7,8% et 10,3% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de *Energy Management*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*. Par ailleurs, les immobilisations corporelles portent essentiellement portant sur des méthaniers en location, sans risque de perte de valeur.

13.4.5 *Local Energy Infrastructures*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 972 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 584 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 2 689 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 032 millions d'euros.

Local Energy Infrastructures englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (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) principalement en Europe.

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 4,8% et 10,0% en 2025. Ces taux, compris entre 5,1% et 9,8% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Des pertes de valeur d'un montant total de 93 millions d'euros ont été comptabilisées en 2025 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat. Ces pertes de valeur sont principalement en lien avec des actifs ayant fait l'objet de révisions de perspectives à moyen et long terme ou ayant rencontré des difficultés opérationnelles en France pour 90 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités de *Local Energy Infrastructures*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.6 Autres

13.4.6.1 Nucléaire

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* est de 692 millions d'euros, les immobilisations incorporelles s'élèvent à 932 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 18 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 136 millions d'euros.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

ENGIE et l'État belge ont signé le 13 décembre 2023 un accord afin de prolonger de 10 ans les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 (voir Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire"). Cet accord, dont la finalisation est intervenue le 14 mars 2025, prévoit notamment la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE (coentreprise, mise en équivalence), alignant les intérêts entre les deux parties et assurant la pérennité de leurs engagements. Le modèle économique de l'extension est construit sur base d'une répartition équilibrée des risques à travers notamment un mécanisme de Contrat pour Différence garantissant la valeur des investissements de prolongation avec un intéressement limité de l'opérateur industriel à une bonne performance technique et économique des installations.

Par ailleurs, pour les droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, les prévisions de flux de trésorerie reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution éventuelle du cadre régulatoire français sur le nucléaire. Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6,7% et 7,4% en 2025 (contre 7,1% en 2024).

Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme des droits de tirages sur les centrales de Chooz B et Tricastin ont été déterminées sur la base de la durée résiduelle des contrats ainsi que sur une hypothèse de prolongation de dix ans.

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'Autorité de Sûreté Nucléaire et enquête publique. En août 2023, l'Autorité de Sûreté Nucléaire a remis son avis concernant la poursuite d'exploitation de l'unité n° 1 de Tricastin pour dix années complémentaires. Le réacteur mis en service en 1980 est donc autorisé à être exploité pendant 50 ans. Le Groupe a donc tenu compte de la prolongation de dix années des unités nucléaires, et des droits de tirage correspondants, au-delà de leur quatrième visite décennale. La quatrième visite décennale de Tricastin s'est achevée en 2024 par l'unité n° 4, tandis que la troisième visite décennale de Chooz B a eu lieu en 2019. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte dans les tests de dépréciation des exercices précédents.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'activité Nucléaire est inférieure à la valeur du *goodwill* en raison de la baisse importante des prix de l'électricité en France.

Une perte de valeur d'un montant total de 105 millions d'euros a été comptabilisée en 2025 sur le *goodwill* au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat. Cette perte de valeur s'explique par l'effet de la baisse des prix sur la valeur d'utilité des droits de tirage français, l'arrêt des centrales belges partiellement compensés par la valeur de l'extension des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire en France, au-delà de l'horizon liquide, se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,5 milliard d'euros. Elle s'accompagnerait d'une perte de valeur du *goodwill* de 0,5 milliard d'euros.

Compte tenu de la mise en place du mécanisme de Contrat pour Différence dans le cadre de l'extension des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3, la valeur recouvrable des unités nucléaires belges (au sein de la coentreprise, détenue à parts égales avec l'État belge) est peu sensible à la variation des prix de l'électricité sur la production électrique d'origine nucléaire en Belgique.

Une diminution de 5% du taux de disponibilité des centrales en France se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de 0,5 milliard d'euros. Elle s'accompagnerait d'une perte de valeur du *goodwill* de 0,5 milliard d'euros.

13.4.6.2 *Local Energy Infrastructures RoW*

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 57 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 403 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 374 millions d'euros.

Local Energy Infrastructures RoW englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (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) en cours de revue stratégique dans certains pays d'Europe et à l'international.

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 5,5% et 13,0% en 2025. Ces taux, compris entre 5,1% et 9,8% en 2024, varient en fonction des géographies et des risques associés (notamment le risque pays et celui associé à l'environnement économique de l'activité sous-jacente : *cash-flows merchant*/contractés/régulés).

Résultats des tests de perte de valeur

Au 31 décembre 2025, 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.

Des pertes de valeur d'un montant total de 75 millions d'euros ont été comptabilisées en 2025 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat sur des actifs en cours de cession.

Par ailleurs, des pertes de valeur ont été comptabilisées, au 31 décembre 2025, au sein de la ligne "Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence" pour 225 millions d'euros sur des actifs en Amérique du Nord compte tenu de la prise en compte de la nouvelle réglementation fiscale américaine "*One Big Beautiful Bill Act*" (voir Note 4.2.1 "Réforme fiscale américaine (*One Big Beautiful Bill Act*)").

Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités de *Local Energy Infrastructures RoW*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

13.4.6.3 Autres

Au 31 décembre 2025, le *goodwill* s'élève à 177 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 442 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 892 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 24 millions d'euros.

Cet ensemble regroupe les activités de Tractebel, ENGIE Home Services (EHS), du *Corporate*, ainsi que des *holdings* et d'autres entités. Ces entités présentent des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2025.

Des pertes de valeur d'un montant total de 170 millions d'euros ont été comptabilisées en 2025 au sein de la ligne "Pertes de valeur" du compte de résultat, et concernent essentiellement des actifs en cours de cession, dont EHS (voir Note 4.1.1.1 "Actifs classés comme détenus en vue de la vente") et d'anciens sites d'usines à gaz en France (voir Note 9.1.1 "Pertes de valeur comptabilisées en 2025").

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.

À chaque clôture, le risque de crédit des actifs financiers à revenus fixes évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par les capitaux propres fait l'objet d'une provision établie selon la méthode des pertes de crédits 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. 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	14.1.1	10 208	2 581	12 789	7 722	11 959	19 681
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*1 463*	-	*1 463*	*903*	-	*903*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*269*	-	*269*	*226*	-	*226*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*2 015*	-	*2 015*	*1 414*	*24*	*1 438*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*2 021*	*858*	*2 879*	*1 468*	*785*	*2 253*
Prêts et créances au coût amorti		*4 441*	*1 723*	*6 164*	*3 711*	*11 150*	*14 861*
Créances commerciales et autres débiteurs [1]	7.2	-	13 491	13 491	-	15 809	15 809
Actifs de contrats	7.2	16	8 006	8 022	3	9 229	9 232
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1.3	-	14 507	14 507	-	16 928	16 928
Instruments financiers dérivés [1]	14.4	5 347	6 202	11 549	6 689	6 730	13 418
TOTAL		**15 572**	**44 786**	**60 358**	**14 413**	**60 655**	**75 068**

(1) Afin de refléter leur réalité économique de même nature, le MtM sur les contrats sur matières premières est présenté au même endroit que les appels de marge, soit un reclassement de présentation par rapport à l'état de situation financière de "Instruments financiers dérivés" vers "Créances commerciales et autres débiteurs".

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 directement attribuables à leur acquisition.

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 2024	**903**	**227**	**1 129**
Acquisitions	669	88	757
Cessions	(206)	(24)	(230)
Variations de juste valeur	100	(3)	96
Variations de périmètre, change et divers	(3)	(18)	(21)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**1 463**	**269**	**1 732**
Dividendes	1	7	8

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 1 233 millions d'euros d'instruments cotés (653 millions d'euros au 31 décembre 2024) et 499 millions d'euros d'instruments non cotés (476 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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 comptabilisés 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 aux 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, 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 2024	**1 438**	-	**1 218**	**1 035**	**3 691**
Acquisitions	1 078	-	628	85	1 791
Cessions	(413)	(5)	(13)	(101)	(533)
Variations de juste valeur	26	-	11	15	52
Variations de périmètre, change et divers	(114)	5	-	-	(108)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**2 015**	-	**1 844**	**1 034**	**4 893**

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2025 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 849 millions d'euros (contre 2 633 millions d'euros au 31 décembre 2024) (voir 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 1 034 millions d'euros (contre 1 035 millions d'euros au 31 décembre 2024).

14.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

PRINCIPES COMPTABLES

Les prêts et créances au coût amorti 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.

Juste valeur

La valeur comptable des prêts et créances au coût amorti constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti	1 317	948	2 265	914	10 020	10 934
Autres créances au coût amorti	271	493	764	264	874	1 139
Créances de concessions	2 501	225	2 726	2 222	195	2 417
Créances de location financement	352	57	409	310	61	370
TOTAL	**4 441**	**1 723**	**6 164**	**3 711**	**11 150**	**14 861**

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 547 millions d'euros (9 622 millions d'euros au 31 décembre 2024) (voir 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"). La variation de la période comprend principalement les effets de monétisation d'une partie des actifs de couverture des provisions nucléaires (voir "Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres" au tableau de flux de trésorerie) afin de régler, pour partie, le paiement de la première tranche du passif nucléaire (voir Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire").

Les créances de concessions s'élèvent à 2 726 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 417 millions d'euros au 31 décembre 2024). Elles concernent principalement les concessions de transport d'électricité Novo Estado et Gralha Azul au Brésil, ainsi que la concession de Kathu Solar Park (RF) Proprietary Trading en Afrique du Sud.

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**263**	**(33)**	**(2)**
Au 31 décembre 2024	531	1	(1)

Créances de location-financement

Les contrats de location-financement 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.

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Paiements minimaux non actualisés	476	1 011
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	38	54
Total investissement brut	**514**	**1 065**
Produits financiers non acquis	93	440
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**422**	**624**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*386*	*578*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*36*	*46*

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. 2025	31 déc. 2024
Au cours de la 1re année	70	243
De la 2e à la 5e année comprise	195	405
Au-delà de la 5e année	210	363
TOTAL	**476**	**1 011**

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 (voir Note 14.3 "Endettement financier net").

À chaque clôture, le risque de crédit afférent aux différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie fait l'objet d'une provision établie selon la méthode des pertes de crédits attendues.

Le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" s'élève à 14 507 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 16 928 millions d'euros au 31 décembre 2024. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (46%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (39%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (15%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des "obligations vertes" (voir section 5.3 Obligations vertes) et non encore alloués à des projets éligibles.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2025 s'établit à 532 millions d'euros, contre 803 millions d'euros en 2024.

14.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2025, l'encours cédé au titre d'opérations de ventes réelles et sans recours d'actifs financiers conduisant à une décomptabilisation totale, est de l'ordre de 0,7 milliard d'euros (contre 0,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024).

14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 146	3 308

Ce poste est principalement constitué d'instruments de capitaux propres et d'actions qui ont été donnés en garantie de dettes financières, principalement au Brésil.

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 2025 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2025			31 déc. 2024		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	14.3	43 235	11 333	54 568	42 880	9 127	52 006
Fournisseurs et autres créanciers [1]	14.2	-	16 606	16 606	-	19 007	19 007
Passifs de contrats	7.2	451	3 606	4 057	153	3 818	3 971
Instruments financiers dérivés [1]	14.4	7 083	5 537	12 621	7 695	6 096	13 792
Autres passifs financiers		87	-	87	97	-	97
TOTAL		**50 856**	**37 083**	**87 939**	**50 826**	**38 048**	**88 874**

(1) Afin de refléter leur réalité économique de même nature, le MtM sur les contrats sur matières premières est présenté au même endroit que les appels de marge, soit un reclassement de présentation par rapport à l'état de situation financière de "Instruments financiers dérivés" vers "Fournisseurs et autres créanciers".

14.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Fournisseurs	15 569	17 966
Dettes sur immobilisations	1 037	1 041
TOTAL	**16 606**	**19 007**

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

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. 2025			31 déc. 2024		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	32 450	2 877	35 327	33 341	1 409	34 750
	Emprunts bancaires	6 467	596	7 063	6 003	844	6 847
	Titres négociables à court terme	-	5 705	5 705	-	5 001	5 001
	Dettes de location	3 210	464	3 674	3 270	473	3 743
	Autres emprunts [1]	1 108	1 490	2 598	266	1 138	1 404
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	201	201	-	262	262
	Total emprunts	**43 235**	**11 333**	**54 568**	**42 880**	**9 127**	**52 006**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(257)	(1 227)	(1 484)	(319)	(1 555)	(1 874)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(14 507)	(14 507)	-	(16 928)	(16 928)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	305	20	325	(41)	60	19
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**43 283**	**(4 381)**	**38 902**	**42 520**	**(9 296)**	**33 223**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour -220 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 444 millions d'euros (contre respectivement -42, 433 et 452 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 78 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 1 034 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 371 millions d'euros (contre respectivement 66, 1 035 et 772 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(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 2025 à 49 612 millions d'euros pour une valeur comptable de 50 774 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. 2024	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. 2025
Emprunts	Emprunts obligataires	34 750	1 067	-	-	(568)	78	35 327
	Emprunts bancaires	6 847	169	-	-	(240)	286	7 063
	Titres négociables à court terme	5 001	772	-	-	(68)	-	5 705
	Dettes de location [1]	3 743	(458)	-	-	(141)	530	3 674
	Autres emprunts	1 404	932	-	185	93	(16)	2 598
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	262	47	-	-	(63)	(44)	201
	Total emprunts	**52 006**	**2 529**	-	**185**	**(986)**	**834**	**54 568**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 874)	459	-	(21)	2	(51)	(1 484)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(16 928)	-	1 752	-	470	199	(14 507)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	19	382	-	209	(285)	-	325
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**33 223**	**3 370**	**1 752**	**373**	**(798)**	**982**	**38 902**

(1) Dettes de location : le montant de -458 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 -576 millions d'euros dont -118 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 2025, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de -798 millions d'euros, dont -738 millions d'euros sur le dollar américain et -15 millions d'euros sur le real brésilien.

Les cessions et les acquisitions au cours de 2025 (y compris les effets de variations de périmètres) sont détaillées en Note 4.1 "Principales variations de périmètre".

14.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année :

Entité	Type	Devise	Coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Montant en cours *(en millions de devises)*	Montant en cours *(en millions d'euros)*
ÉMISSIONS							
ENGIE SA	obligations vertes	CHF	1,205%	11/04/2025	11/04/2029	100	107
ENGIE SA	obligations vertes	CHF	1,655%	11/04/2025	11/04/2033	200	215
ENGIE SA	obligations	EUR	2%	04/07/2025	28/09/2037	100	100
ENGIE SA	obligations	EUR	0,5%	02/07/2025	24/10/2030	100	100
ENGIE SA	obligations	EUR	3,25%	11/09/2025	11/01/2032	500	500
ENGIE SA	obligations vertes	EUR	3,875%	11/09/2025	11/09/2037	700	700
EECL	obligations	CLF	3,6%	01/08/2025	01/08/2045	3	109
EBE Renewables	obligations	BRL	14,35% IPCA+7,56%	15/01/2025	15/01/2032	2 000	318
EBE Renewables	obligations	BRL	IPCA	14/07/2025		1 450	347
EBE Renewables	obligations	BRL	12,88%	14/07/2025		750	
REMBOURSEMENTS							
ENGIE SA	obligations	EUR	1,375%	27/03/2020	27/03/2025	604	604
ENGIE SA	obligations	EUR	0,875%	19/09/2018	19/09/2025	343	343
EECL	obligations	USD	5,228%	29/01/2025	29/01/2025	138	124
EBE Renewables	obligations	BRL	IPCA+5,66%		15/07/2025	727	115

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 (voir 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.

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. 2025						31 déc. 2024					
	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	251	43	294	556	63	619	472	73	545	431	133	564
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	3 321	6 115	9 436	5 160	5 424	10 584	4 948	6 577	11 525	5 715	5 887	11 602
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	1 775	44	1 819	1 367	51	1 418	1 269	79	1 348	1 549	77	1 626
TOTAL	**5 347**	**6 202**	**11 549**	**7 083**	**5 537**	**12 621**	**6 689**	**6 730**	**13 418**	**7 695**	**6 096**	**13 792**

(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.

Le montant net des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières présenté dans l'état de la situation financière est déterminé après la prise en compte des accords de compensation répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32. Cette compensation génère des effets au bilan en 2025 de l'ordre de 4,3 milliards d'euros 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 collatérisation (appels de marge).

Le solde des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières est en baisse par rapport au 31 décembre 2024, en raison de la diminution des prix des matières premières sur 2025. Ces dérivés ont pour principales échéances 2026, 2027 et 2028.

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. 2025				31 déc. 2024			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	13 701	9 436	(1 523)	7 913	14 924	11 525	(2 509)	9 016
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 113	2 113	(428)	1 685	1 893	1 893	(132)	1 761
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(14 849)	(10 584)	1 956	(8 628)	(15 000)	(11 602)	1 332	(10 270)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 037)	(2 037)	412	(1 625)	(2 190)	(2 190)	605	(1 584)

(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. Cette compensation 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 collatéraux 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. 2025				31 déc. 2024			
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)	6 605	5 082	-	1 523	4 796	3 285	-	1 511
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*1 463*	*1 233*	-	*230*	*903*	*653*	-	*250*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*269*	-	-	*269*	*226*	-	-	*226*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*2 015*	*2 015*	-	-	*1 438*	*1 438*	-	-
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*2 858*	*1 834*	-	*1 024*	*2 229*	*1 195*	-	*1 034*
Instruments financiers dérivés	11 549	96	9 466	1 987	13 418	47	11 975	1 397
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*294*	-	*294*	-	*545*	-	*545*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*5 571*	*2*	*4 621*	*949*	*7 526*	-	*6 905*	*620*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*3 864*	*94*	*2 732*	*1 038*	*4 000*	*47*	*3 176*	*776*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 819*	-	*1 819*	-	*1 348*	-	*1 348*	-
TOTAL	**18 154**	**5 178**	**9 466**	**3 510**	**18 214**	**3 332**	**11 975**	**2 908**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent essentiellement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat, notamment ceux relatifs aux contrats d'approvisionnement ou de fourniture d'électricité renouvelable (type VPPA ou "Virtual Power Purchase Agreement") ainsi que des couvertures liées aux opérations de stockage d'électricité par batteries.

La définition de ces 3 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 2024	**250**	-	**226**	**1 034**	**1 511**
Acquisitions	10	-	88	86	184
Cessions	(13)	(5)	(24)	(114)	(156)
Variations de juste valeur	(15)	-	(3)	10	(8)
Variations de périmètre, change et divers	(2)	5	(18)	8	(7)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**230**	-	**269**	**1 024**	**1 523**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					6

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 2024	**(295)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	188
Dénouements	(159)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(19)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(285)**
Gains/(pertes) Day-One différés	-
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**(286)**

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. 2025				31 déc. 2024			
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	9 159	-	9 159	-	9 555	-	9 555	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	40 453	24 717	15 736	-	37 237	23 711	13 527	-
Instruments financiers dérivés	12 621	16	10 331	2 273	13 792	30	12 071	1 691
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*619*	-	*619*	-	*564*	-	*564*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [(1)]	*7 537*	-	*6 222*	*1 315*	*8 114*	-	*7 094*	*1 020*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [(1)]	*3 047*	*16*	*2 072*	*958*	*3 488*	*30*	*2 787*	*671*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 418*	-	*1 418*	-	*1 626*	-	*1 626*	-
TOTAL	**62 233**	**24 733**	**35 226**	**2 273**	**60 584**	**23 740**	**35 152**	**1 691**

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent essentiellement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat, notamment ceux relatifs aux contrats d'approvisionnement ou de fourniture d'électricité renouvelable (type VPPA ou "Virtual Power Purchase Agreement") ainsi que des couvertures liées aux opérations de stockage d'électricité par batteries.

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 (hors risques de marché sur matières premières présentée ci-après) est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque" du 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.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, essentiellement gaz naturel et électricité.

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, vente d'énergies, stockage par pompage et par batterie et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2025 sont présentées dans le tableau ci-après. Ces sensibilités continuent à être établies dans un contexte d'incertitude.

Ces 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. 2025		31 déc. 2024	
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	-	42	-	42
Gaz naturel – Europe	-10 €/MWh	238	(1 320)	(284)	(957)
Gaz naturel – Europe	+10 €/MWh	(254)	1 320	278	957
Gaz naturel – Reste du monde	+3 €/MWh	40	189	28	199
Électricité – Europe	-20 €/MWh	24	(1 204)	65	(598)
Électricité – Europe	+20 €/MWh	(27)	1 204	(65)	598
Électricité – Reste du monde (essentiellement US)	+5 €/MWh	(634)	-	(448)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	37	-	29	4
EUR/USD	+10%	(2)	182	75	(183)
EUR/GBP	+10%	6	-	(1)	-

(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.

15.1.1.2 Activités de *trading*

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 1 324 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 2 253 millions d'euros en 2024).

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets. Ses missions consistent à gérer les risques du portefeuille énergétique physique et financier pour le Groupe ou des clients externes, en leur offrant un accès au marché et en mettant en place des stratégies de couverture sur mesure ;
- au sein d'ENGIE SA au titre essentiellement de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz.

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 de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités ayant des activités de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2025	2025 moyenne (1)	Maximum 2025 (2)	Minimum 2025 (2)	2024 moyenne (1)
Activités de *trading*	8	12	20	6	13

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2025.

Les limites de *VaR* sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe. Le minimum et le maximum, en 2025, sont à comparer respectivement à 5 millions d'euros et à 27 millions d'euros en 2024.

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.

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 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. 2025				31 déc. 2024			
	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	3 321	2 251	(5 160)	(2 376)	4 948	2 577	(5 715)	(2 399)
Couverture de flux de trésorerie	*536*	*840*	*(834)*	*(1 728)*	*520*	*1 570*	*(575)*	*(811)*
Autres instruments financiers dérivés	*2 785*	*1 411*	*(4 326)*	*(649)*	*4 428*	*1 007*	*(5 140)*	*(1 588)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de *trading*	-	3 864	-	(3 047)	-	4 000	-	(3 488)
TOTAL	**3 321**	**6 115**	**(5 160)**	**(5 424)**	**4 948**	**6 577**	**(5 715)**	**(5 887)**

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 d'une mesure de performance opérationnelle dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) seront compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions couvertes sous-jacentes.

15.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	103	259	(334)	(634)	313	1 014	(277)	(516)
Électricité	424	366	(488)	(834)	199	251	(297)	(69)
Pétrole	-	214	-	(256)	-	304	-	(225)
Autres [1]	9	1	(12)	(4)	8	1	(1)	(1)
TOTAL	**536**	**840**	**(834)**	**(1 728)**	**520**	**1 570**	**(575)**	**(811)**

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) [1]

	Unité	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025
Gaz naturel	*GWh*	108 238	53 360	24 352	6 612	1 040	(206)	193 396
Électricité	*GWh*	36 181	13 868	6 425	2 449	519	52	59 494
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(5 207)	-	-	-	-	-	(5 207)
Change	*Millions d'euros*	-	-	-	-	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	98	75	64	20	-	-	257

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

EFFETS DE LA COMPTABILITÉ DE COUVERTURE SUR LA SITUATION FINANCIÈRE ET LA PERFORMANCE DU GROUPE

	31 déc. 2025				31 déc. 2024	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	1 376	(2 562)	(1 186)	5 398	705	4 885
TOTAL	**1 376**	**(2 562)**	**(1 186)**	**5 398**	**705**	**4 885**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [1]	Part inefficace comptabilisée en résultat [1]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [1]	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	5 398	(1 186)		(2 035)	(8)	(211)	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			(2 043)				

(1) Gains/(pertes).

L'inefficacité de couverture, est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2025 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis leur mise en place.

MATURITÉ DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS DE MATIÈRES PREMIÈRES DÉSIGNÉS COMME COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(896)	(213)	(71)	(6)	4	(3)	(1 186)	705

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 2024	**409**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(2 034)
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	(211)
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	-
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**(1 837)**

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

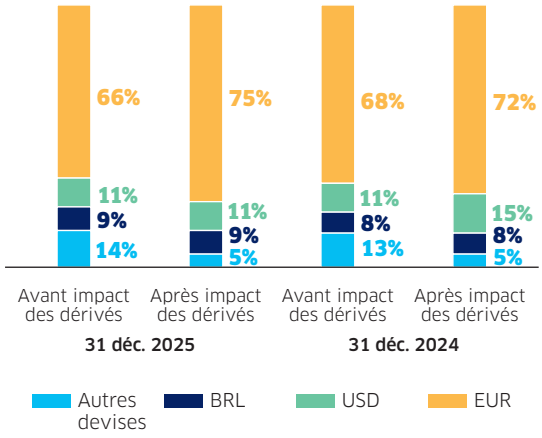
15.1.3 Risque de change

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.

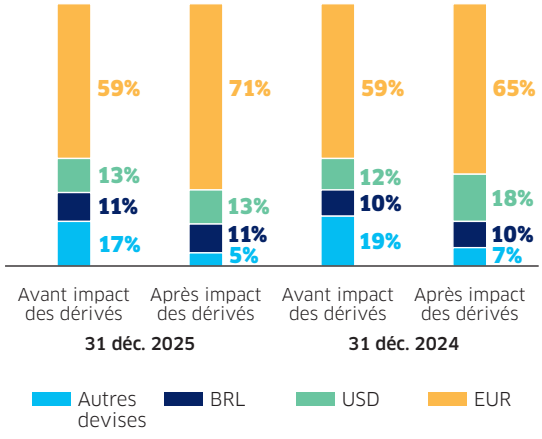
15.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-contre :

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 Direction de 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. 2025			
	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)	9	(9)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net (3)	NA	NA	631	(634)

(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 l'endettement financier net du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

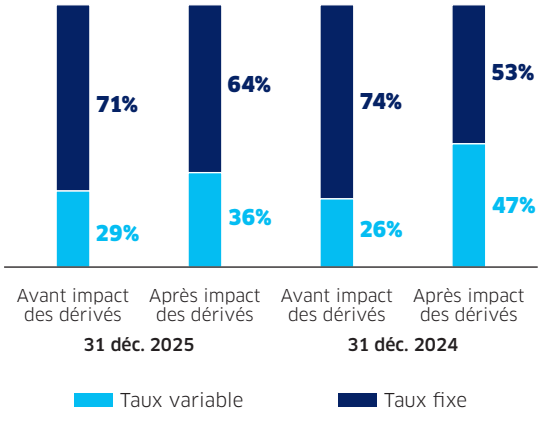
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options sur taux.

Le Groupe a également recours à des précouvertures de taux d'intérêt à terme visant à protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette.

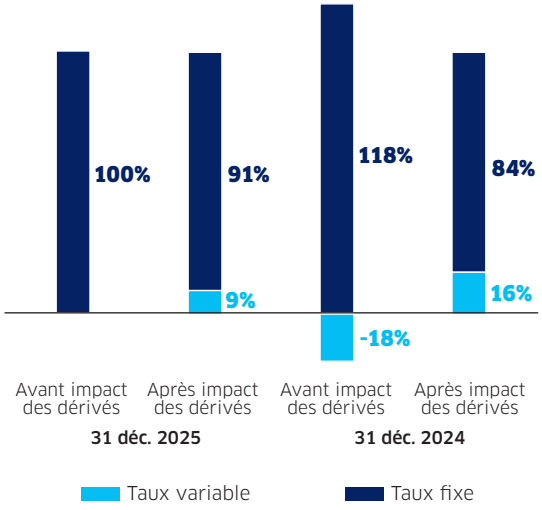
15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES EMPRUNTS



ENDETTEMENT FINANCIER NET



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 financier 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.

En millions d'euros	31 déc. 2025			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+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	(32)	32	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	50	(11)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	280	(346)

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 géré 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**

  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".

  Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes.

- **risque transactionnel lié aux projets**

  La gestion de ces risques FX (sur des projets d'investissements, acquisitions, cessions et autres projets de restructuration) tient compte de la probabilité d'occurrence du risque et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

- **risque translationnel**

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel (i.e. risque sur un actif net dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro) 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 essentiellement recours aux instruments suivants :

- 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 d'intérêt

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 SOFR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

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 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**

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques (i.e. projets d'investissements, acquisitions, cessions et autres projets de restructuration) est mise 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 essentiellement recours aux instruments suivants :

- 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 (couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net) lorsque cela est possible et pertinent, et gère également un portefeuille d'instruments financiers dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette financière nette et de change.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps FX,* des contrats à terme et des *cross-currency swaps* mais également des dettes en devises

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) sont ci-dessous :

	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	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	251	43	(556)	(63)	472	73	(431)	(133)
Couverture de juste valeur	*195*	*1*	*(390)*	*(28)*	*273*	*48*	*(318)*	*(36)*
Couverture de flux de trésorerie	*25*	*-*	*(123)*	*(5)*	*147*	*3*	*(66)*	*(9)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*31*	*42*	*(43)*	*(29)*	*52*	*22*	*(46)*	*(88)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 775	44	(1 367)	(51)	1 269	79	(1 549)	(77)
Couverture de flux de trésorerie	*217*	*21*	*(370)*	*(25)*	*205*	*30*	*(739)*	*(23)*
Couverture d'investissement net	*242*	*-*	*(65)*	*-*	*37*	*-*	*(115)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*1 316*	*23*	*(932)*	*(27)*	*1 027*	*49*	*(696)*	*(54)*
TOTAL	**2 027**	**87**	**(1 923)**	**(114)**	**1 741**	**152**	**(1 980)**	**(209)**

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 d'une mesure de performance financière 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) seront compensées, pour la couverture de flux de trésorerie, par des flux de trésorerie futurs des transactions couvertes sous-jacentes.

Montants, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

In millions of euros Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CCS	USD	(627)	(87)	-	(200)	(43)	-	(298)
			CLF	(111)	-	-	-	-	-	(111)
			GBP	(2 579)	-	-	(573)	-	-	(2 006)
			CLP	(44)	(44)	-	-	-	-	-
			EUR	(3 235)	(11)	(14)	(304)	(5)	(2)	(2 900)
			CHF	(972)	-	(204)	-	(311)	-	(456)
			HKD	(251)	-	(98)	-	-	-	(153)
			PEN	(185)	(63)	(64)	(58)	-	-	-
			AUD	(48)	-	-	-	-	-	(48)
	Variable	CCS	CNH	(366)	-	(46)	(183)	(137)	-	-
Payeur	Fixe	CCS	EUR	4 499	-	146	1 052	292	-	3 008
			USD	3 582	108	66	513	192	-	2 705
	Variable	CCS	EUR	195	-	195	-	-	-	-
			BRL	124	92	13	12	5	2	-

En millions d'euros Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	IRS	EUR	15 298	2 142	3 506	520	82	680	8 368
			USD	1 621	414	(223)	(14)	933	125	385
			GBP	287	-	-	-	-	287	-
			MYR	61	4	4	4	4	4	42
			ZAR	224	7	10	42	12	13	140
			AUD	122	(10)	4	5	124	-	-
	Variable	IRS	BRL	1 164	-	-	49	133	232	749
			EUR	20 446	3 257	700	438	300	2 500	13 250
			GBP	573	-	-	-	-	-	573
			USD	851	-	-	-	426	-	426

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 brute de 4,01%.

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Dérivés de change

	31 déc. 2025				31 déc. 2024	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	117	(469)	(352)	4 825	(611)	4 256
Couverture d'investissement net	242	(65)	178	9 037	(78)	5 531
Dérivés non qualifiés de couverture	50	(59)	(9)	9 064	(65)	13 026
TOTAL	**409**	**(592)**	**(183)**	**22 926**	**(753)**	**22 813**

Dérivés de taux

	31 déc. 2025				31 déc. 2024	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	197	(419)	(222)	15 265	(33)	12 020
Couverture de flux de trésorerie	154	(55)	99	5 306	140	2 928
Dérivés non qualifiés de couverture	1 330	(951)	380	28 266	390	26 081
TOTAL	**1 681**	**(1 425)**	**256**	**48 837**	**497**	**41 029**

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

En millions d'euros		Nominal et encours	Juste Valeur [1]	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [2]	Part inefficace comptabilisée en résultat [2]	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [2]	Ligne du compte de résultat
Couverture de juste valeur	Instruments de couverture	15 265	(222)	(222)	-	(21)	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3][4]	9 055	(220)	(396)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	10 131	(253)	(213)	(382)	(2)	(1)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			211				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	9 037	178	180	(614)	NA	(79)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(180)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de -222 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 -6 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 2025 reflète leur évolution cumulative depuis la mise en place des couvertures. Le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2025, 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	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
Juste valeur des dérivés par date de maturité	17	2	(92)	(14)	6	(172)	(253)	(470)

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]	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]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2][4]
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**44**	**(255)**	**95**	**(502)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		398	(17)	614
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		1	-	79
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	6	(1)	(1)	(2)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**49**	**144**	**78**	**189**

(1) *Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.*
(2) *Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.*
(3) *Comprend +323 millions d'euros de réserves cumulées (+313 millions d'euros au 31 décembre 2024) concernant des transactions de couverture pour lesquelles la comptabilité de couverture a été arrêtée (les instruments ayant été résiliés avant leur maturité).*
(4) *L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies.*

15.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie dans le cadre de ses activités financières et opérationnelles. Ce risque correspond à la possibilité qu'un client, fournisseur, entrepreneur EPC, partenaire, intermédiaire ou établissement bancaire ne respecte pas ses engagements. Un défaut peut entraîner des impayés, des ruptures de livraison ou une dégradation de performance d'actifs. Les activités du Groupe présentent des niveaux d'exposition variés : certaines recourent aux sûretés financières (notamment dans *l'Energy Management*), tandis que d'autres exigent des garanties de tiers (banques, maisons-mères).

Approche IFRS 9

Le Groupe applique une méthodologie harmonisée conforme à IFRS 9, reposant sur deux volets : approche par portefeuille et approche individualisée.

Approche par portefeuille

Les contreparties sont regroupées en portefeuilles homogènes selon :

- leur nature (publique/privée, domestique/*BtoB*) ;
- leur localisation ;
- l'activité concernée ;
- leur comportement de paiement.

Les taux de dépréciation reposent sur les antériorités historiques ajustées par des données prospectives lorsque des corrélations fiables sont établies.

Approche individualisée

Pour les contreparties significatives, l'évaluation suit le modèle IFRS 9 en trois phases :

- Phase 1 : pas de détérioration significative → pertes attendues sur 12 mois ;
- Phase 2 : risque accru (dégradation de solvabilité, réglementation défavorable, risque pays) → pertes attendues sur la durée de vie. L'existence d'échéances > 30 jours n'entraîne pas automatiquement un passage en phase 2 si des informations justifient le contraire ;
- Phase 3 : défaut avéré (difficultés financières, absence de soutien, contentieux) ; l'échéance >90 jours peut être réfutée si le Groupe dispose d'éléments documentés.

Modélisation des pertes attendues

Les pertes de crédit attendues (ECL) sont calculées selon la formule "ECL = EAD × PD × LGD", soit :

- EAD (*Exposure At Default*) : exposition au moment du défaut, basée sur la valeur comptable ;
- PD (*Probability of Default*) : fondée sur les notations externes, ou internes pour les contreparties non notées ;
- LGD (*Loss Given Default*) : taux de perte selon les référentiels de Bâle :
  - 75% pour les actifs subordonnés,
  - 45% pour les actifs standards,
  - 30% pour les actifs essentiels pour la contrepartie (biens ou services publics).

Pour les pertes sur la durée de vie, l'évaluation s'appuie sur les flux futurs contractuels, les PD propres à chaque échéance et leur actualisation.

Décomptabilisation des actifs

Le Groupe décomptabilise les créances dans deux cas :

- lorsque la procédure judiciaire est terminée ;
- en l'absence de procédure :
  - après 3 ans d'échéance pour le secteur privé,
  - près 5 ans pour le secteur public.

Rôle des informations prospectives

Dans les activités de marché, principalement orientées *BtoB*, l'évaluation des pertes intègre des informations prospectives sur les secteurs économiques jugés critiques afin de refléter au mieux les évolutions futures potentielles.

15.2.2 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.

15.2.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 4 464 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 4 841 millions d'euros au 31 décembre 2024).

APPROCHE INDIVIDUELLE

		31 déc. 2025							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significa-tivement 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	8 598	6 849	514	1 235	8 598	6 184	2 414	8 598
	Pertes de valeur attendues	(1 590)	(226)	(146)	(1 218)	(1 590)	(229)	(1 361)	(1 590)
TOTAL		**7 008**	**6 623**	**368**	**17**	**7 008**	**5 955**	**1 053**	**7 008**
Actifs de contrats	Brut	3 025	2 973	38	14	3 025	1 837	1 188	3 025
	Pertes de valeur attendues	(23)	(10)	(3)	(11)	(23)	(8)	(15)	(23)
TOTAL		**3 002**	**2 963**	**36**	**3**	**3 002**	**1 829**	**1 173**	**3 002**

		31 déc. 2024							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significa-tivement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	*Investment Grade* (1)	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 289	8 244	625	421	9 289	7 620	1 669	9 289
	Pertes de valeur attendues	(1 044)	(489)	(135)	(421)	(1 044)	(474)	(570)	(1 044)
TOTAL		**8 245**	**7 755**	**490**	-	**8 245**	**7 146**	**1 099**	**8 245**
Actifs de contrats	Brut	3 836	3 767	69	-	3 836	2 599	1 237	3 836
	Pertes de valeur attendues	(42)	(34)	(8)	-	(42)	(33)	(9)	(42)
TOTAL		**3 794**	**3 733**	**62**	-	**3 794**	**2 566**	**1 228**	**3 794**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

APPROCHE COLLECTIVE

En millions d'euros		31 déc. 2025 Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 963	827	379	480	1 686
	Pertes de valeur attendues	(1 290)	(32)	(30)	(385)	(447)
TOTAL		**2 673**	**795**	**349**	**95**	**1 239**
Actifs de contrats	Brut	5 205	298	26	20	344
	Pertes de valeur attendues	(26)	-	-	-	-
TOTAL		**5 179**	**298**	**26**	**20**	**344**

En millions d'euros		31 déc. 2024 Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 076	497	186	422	1 105
	Pertes de valeur attendues	(1 242)	(53)	(48)	(363)	(465)
TOTAL		**2 833**	**444**	**138**	**59**	**641**
Actifs de contrats	Brut	5 458	357	36	47	440
	Pertes de valeur attendues	(16)	-	-	-	-
TOTAL		**5 442**	**357**	**36**	**47**	**440**

15.2.2.2 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), 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.

En millions d'euros	31 déc. 2025 *Investment Grade* (1)	31 déc. 2025 Total	31 déc. 2024 *Investment Grade* (1)	31 déc. 2024 Total
Exposition brute (2)	7 583	9 440	9 757	11 522
Exposition nette (3)	3 827	4 882	4 107	4 961
% de l'exposition crédit des contreparties "Investment Grade"	78,4%		82,8%	

(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.

15.2.3 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).

15.2.3.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 371 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 772 millions d'euros au 31 décembre 2024).

	31 déc. 2025						
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	5 757	25	1 003	6 785	2 900	3 587	6 486
Pertes de valeur attendues	(56)	(9)	(1 004)	(1 069)	(51)	(1 018)	(1 069)
TOTAL	**5 701**	**16**	**(1)**	**5 716**	**2 849**	**2 569**	**5 418**

	31 déc. 2024						
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	14 296	43	983	15 323	11 367	3 657	15 024
Pertes de valeur attendues	(88)	(35)	(1 175)	(1 298)	(74)	(1 224)	(1 298)
TOTAL	**14 208**	**9**	**(192)**	**14 024**	**11 292**	**2 434**	**13 726**

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

15.2.3.2 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. 2025				31 déc. 2024			
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	15 006	94,5%	1,8%	3,7%	17 429	95,9%	2,5%	1,6%

(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 2025, le Crédit Agricole SA est la principale contrepartie du Groupe et représente 32,6% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire. Aucune autre contrepartie n'excède 10%.

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 termes d'investissements et désinvestissements. ENGIE a mis en place un cadre complet pour surveiller et lisser les mouvements de trésorerie liés aux appels de marge sur les marchés de gré à gré ou via une chambre de compensation, en s'appuyant sur le recours à des *swaps* de liquidité avec ses principales contreparties, ainsi que sur l'émission de lettres de crédit.

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.

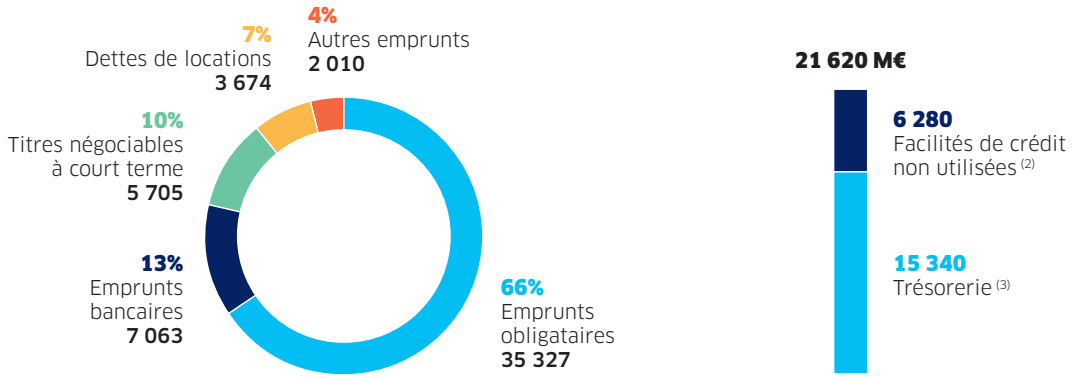
Le Groupe s'appuie sur une politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2025, 85% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe repose sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme en France (*Negotiable European Commercial Paper*) et aux États-Unis (*U.S. Commercial Paper*) ainsi qu'à l'émission de titres super-subordonnés. Ces programmes d'émission de titres négociables à court terme sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées – essentiellement centralisées – permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir. Ces facilités sont compatibles avec la taille et les échéances auxquelles le Groupe doit faire face.

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 (voir 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 14 507 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 1 035 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 201 millions d'euros ; dont 76% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2025, 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. Aucun défaut lié à des ratios financiers ou à des niveaux de notation n'est à observer sur les lignes de crédit disponibles centralisées.

15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
Emprunts obligataires	2 877	2 936	3 136	3 393	2 791	20 194	35 327	34 750
Emprunts bancaires	596	720	588	515	502	4 142	7 063	6 847
Titres négociables à court terme	5 705						5 705	5 001
Dettes de location	464	537	414	376	377	2 963	3 674	3 743
Autres emprunts	210	53	189	212	74	1 271	2 010	562
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	201	-	-	-	-	-	201	262

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité

En millions d'euros	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	974	1 464	4 547	228	4 513	260	11 985	12 822

Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) par date de maturité

En millions d'euros	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
Dérivés (hors matières premières)	14	40	(63)	28	20	414	453	1 120

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2025, 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 964 millions d'euros (dont environ 65% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2030). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (principalement pour des méthaniers et locations immobilières).

De plus, le Groupe est également exposé à des sorties de trésorerie futures, sous la forme de paiements de loyers variables, principalement 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	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	974	1 464	4 547	228	4 513	260	11 985	12 822

Parmi ces programmes disponibles, 5 705 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme.

Au 31 décembre 2025, 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	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS PASSIFS								
afférents aux activités de portfolio management	*(2 453)*	*(2 594)*	*(950)*	*(532)*	*(257)*	*(951)*	*(7 737)*	*(8 343)*
afférents aux activités de trading	*(3 074)*	-	-	-	-	-	*(3 074)*	*(3 502)*
INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ACTIFS								
afférents aux activités de portfolio management	*2 201*	*1 701*	*512*	*277*	*140*	*941*	*5 771*	*7 632*
afférents aux activités de trading	*3 918*	-	-	-	-	-	*3 918*	*4 052*
TOTAL	**592**	**(892)**	**(438)**	**(255)**	**(117)**	**(10)**	**(1 121)**	**(161)**

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 de la GBU *Renewable* & *Flex Power* et la GBU *Supply & Energy Management* (exprimés en TWh).

En TWh	2026	2027-2030	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2025	Total au 31 déc. 2024
Achats fermes	(314)	(699)	(1 042)	(2 054)	(2 155)
Ventes fermes	391	754	312	1 457	1 198

NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

16.1 Informations sur les actions

	Nombre d'actions			Valeurs comptables (en millions d'euros)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**2 435 285 011**	**(9 443 689)**	**2 425 841 322**	**2 435**	**21 025**	**(122)**
Offre Link 2025		4 180 875	4 180 875			68
Augmentation de capital Link 2025	554 191		554 191	1	4	
Réduction de capital Link 2025	(554 191)	554 191		(1)	(10)	10
Achat/vente d'actions propres		(3 000 000)	(3 000 000)			(56)
Attribution actions gratuites		4 361 137	4 361 137			52
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**2 435 285 011**	**(3 347 486)**	**2 431 937 525**	**2 435**	**21 019**	**(48)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2025 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé "Link 2025". Au total, 4,7 millions d'actions ont été souscrites. Le 31 juillet 2025, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 4,2 millions d'actions aux salariés rachetées sur le marché pour 68 millions d'euros et, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 4,5 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 0,6 million d'euros de capital et 3,9 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 10,2 millions d'euros par annulation de 0,6 million d'actions en réduction du capital, 9,6 millions d'euros imputés en prime d'émission ;
- des livraisons d'actions propres à hauteur de 4,4 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions d'actions gratuites.

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 24 avril 2025. 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 2025, le Groupe détient 3,3 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 55 millions d'euros.

16.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés à durée indéterminée (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés à durée indéterminée (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 34 864 millions d'euros au 31 décembre 2025, dont 21 019 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

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 à durée indéterminée

ENGIE SA a procédé le 28 février 2025 au remboursement à la date de première option du solde de la dette hybride (PERP NC 02/2025, coupon 3,25%, code ISIN : FR0013398229) pour un montant de 454,5 millions d'euros.

Le 6 juin 2025, ENGIE SA a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement du solde de la dette hybride (PERP NC 07/2025, coupon 1,625%, code ISIN : FR0013431244) pour un montant de 193 millions d'euros (soit un montant total de 196 millions d'euros y compris coupon couru). Le remboursement est intervenu le 8 juillet 2025.

Le 13 octobre 2025, ENGIE SA a procédé à une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée pour un montant total de 1 000 millions d'euros, se traduisant par :

- une émission de 500 millions d'euros portant coupon de 4,0% avec une option de remboursement à partir d'avril 2032 (code ISIN : FR0014013BG2) ;
- une émission de 500 millions d'euros portant coupon de 4,5% avec une option de remboursement à partir d'avril 2035 (code ISIN : FR0014013BH0).

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 2025, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée, en valeur nominale, s'élève à 4 390 millions d'euros, contre 4 038 millions d'euros au 31 décembre 2024.

En 2025, le Groupe a versé 128 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, soit 135 millions d'euros au titre des coupons, net de 7 millions d'euros reçus au titre d'indemnités de remboursement anticipé. Un montant de 12 millions d'euros a également été versé au titre des primes et des frais d'émissions des deux nouveaux titres super-subordonnés à durée indéterminée. 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 23 634 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 25 535 millions d'euros au 31 décembre 2024), dont 21 019 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

16.2.3 Dividendes

L'Assemblée Générale du 24 avril 2025 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,48 euro par action au titre de l'exercice 2024. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,148 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2024, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Le Groupe a réglé en numéraire le 29 avril 2025 pour un montant de 3 597 millions d'euros, le dividende de 1,48 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 38 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

Dividende proposé au titre de l'exercice 2025

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025 de verser un dividende unitaire de 1,35 euro par action soit un montant total de 3 288 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2025. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2025 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2025. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2025, cette majoration est évaluée à 38 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le mercredi 29 avril 2026, le dividende dont le coupon aura été détaché le jeudi 30 avril 2026, sera payé le mardi 5 mai 2026. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2025, les états financiers à fin 2025 étant présentés avant affectation.

16.2.4 Principales opérations impactant les capitaux propres en 2025

En mars 2025, ENGIE North America a finalisé, avec le fonds Ares Management Opportunities (Ares), la cession d'une part minoritaire dans le portefeuille de 905 MW (Aspen) d'actifs de stockage et d'énergie solaire aux États-Unis. Au terme de la transaction, ENGIE conserve une participation majoritaire dans le portefeuille et continue à exploiter et à gérer les actifs. Ares a injecté 430 millions de dollars américains (380 millions d'euros). S'agissant d'une transaction entre actionnaires au sens d'IFRS 10, la part du Groupe dans les capitaux propres est impactée par la différence entre le produit de cession (net des coûts de transaction) et la valeur nette comptable des actifs nets identifiables cédés. Compte tenu de la dépréciation de valeur déjà comptabilisée en 2024 (78 millions d'euros), l'impact en capitaux propres en 2025, avant allocation d'une partie du *goodwill* de l'Unité Génératrice de Trésorerie *Renewable* & *Flex Power*, est limité. L'allocation d'une partie du *goodwill* aux intérêts ne donnant pas le contrôle impacte négativement les capitaux propres du Groupe.

ENGIE North America a finalisé, avec les fonds gérés par CBRE Investment Management (CBRE IM), la cession d'une part minoritaire dans un portefeuille d'actifs de stockage par batterie d'une capacité de 2,4 GW au Texas et en Californie. ENGIE conserve une participation majoritaire dans le portefeuille et continue à exploiter et à gérer les actifs. CBRE a injecté une participation initiale de 291 millions de dollars américains (258 millions d'euros). Une deuxième tranche de 221 millions de dollars américains (196 millions d'euros) a été reçue à la fin du mois de décembre 2025. Une dernière tranche d'environ 70 millions de dollars américains (62 millions d'euros) est prévue pour le premier trimestre 2026.

ENGIE North America a conclu un nouveau partenariat avec le fonds Ares Management Opportunities (Ares) pour un portefeuille éolien de 270 MW (Big Sampson) et un portefeuille solaire de 460 MW (Anson solar 2 et Sypert Branch) au Texas. ENGIE conservera une participation majoritaire dans le portefeuille et continuera d'exploiter et de gérer les actifs. Ares a injecté 153 millions de dollars américains (135 millions d'euros) en 2025 pour Big Sampson. Une deuxième participation d'environ 280 millions de dollars américains (248 millions d'euros) est prévue en 2026.

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 2025 et au 31 décembre 2024, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Instruments de dette	(36)	(61)
Couverture d'investissement net [1]	189	(502)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	239	(149)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	(1 877)	340
Impôts différés sur éléments ci-dessus	345	6
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	214	167
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ÉCARTS DE CONVERSION	**(926)**	**(200)**
Écarts de conversion	(3 375)	(1 557)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(4 301)**	**(1 758)**

(1) Voir Note 15 "Risques liés aux instruments financiers".
(2) Voir Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

16.4 Gestion du capital

ENGIE cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier économique net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (voir Note 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 à durée indéterminée). 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 quatre 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 la gestion 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 (voir Note 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire") ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (voir Notes 17.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire" et 17.3 "Démantèlement des installations non nucléaires et remise en état de sites") ;
- 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 2024	**4 979**	**24 531**	**1 569**	**2 541**	**33 621**
Dotations	207	117	19	940	1 283
Reprises pour utilisation	(344)	(456)	(69)	(942)	(1 811)
Reprises pour excédent	-	-	-	71	71
Variation de périmètre	(27)	-	6	(69)	(90)
Effet de la désactualisation	161	343	52	20	576
Écarts de change	(6)	-	(77)	(25)	(108)
Autres	(754)	(14 983)	122	42	(15 574)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**4 217**	**9 552**	**1 622**	**2 578**	**17 968**
Non courant	4 130	8 980	1 554	357	15 020
Courant	87	572	68	2 221	2 948

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 2025 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ainsi que les effets du transfert à l'État belge de la responsabilité de gestion des déchets nucléaires.

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. 2025
Résultat des activités opérationnelles	440
Autres produits et charges financiers	(564)
TOTAL	**(124)**

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

17.2.1 *Closing* de l'Accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont finalisé la transaction concernant la prolongation pour 10 ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires. Cette étape finale fait suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025.

Pour rappel, les accords signés avec l'État belge en 2023 (accords Phoenix) prévoyaient :

- la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dans le cadre d'un partenariat à 50/50 entre l'État belge et le Groupe moyennant la mise en place d'un contrat pour différence protégeant ENGIE contre les risques de marché ; et
- le transfert à l'État belge, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros$_{2022}$, de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement.

Conformément aux accords, le *closing* s'est traduit par le versement à l'État belge, en mars 2025, de la première partie du montant forfaitaire (12,2 milliards d'euros, incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales) correspondant aux déchets de catégorie B et C (déchets hautement radioactifs, destinés au stockage géologique). Ce paiement a été partiellement réglé grâce à la monétisation d'une partie des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires (9,5 milliards d'euros).

Le 10 juillet, ENGIE a remis en service le réacteur nucléaire de Tihange 3, suivi du raccordement de Doel 4 au réseau le 8 octobre, après des travaux permettant de prolonger leur durée d'exploitation de dix ans. Le redémarrage du deuxième réacteur a entraîné le versement à l'État belge de la seconde et dernière tranche (3,6 milliards d'euros incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales), relative au transfert de responsabilité concernant les déchets de catégorie A (déchets faiblement radioactifs, destinés au stockage en surface). Les deux réacteurs prolongés, Doel 4 et Tihange 3, ont été apportés à BE-NUC, une coentreprise détenue à parts égales entre l'État belge et ENGIE. Par ailleurs, les réacteurs Doel 1, Tihange 1 et Doel 2 ont été arrêtés respectivement le 14 février, le 30 septembre et le 30 novembre 2025, conformément au calendrier de sortie progressive du nucléaire en Belgique.

À l'issue de cet accord, le Groupe conserve essentiellement la responsabilité de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'à 2050 ainsi que du conditionnement de l'ensemble des déchets selon l'accord contractuel ; il reste également responsable, au terme de leur durée d'exploitation, des travaux de mises à l'arrêt définitif des réacteurs, de leur démantèlement et de l'assainissement du site. Le processus de constitution et de gestion de l'ensemble de ces provisions relevant de la responsabilité du Groupe continuera de faire l'objet d'une revue de la part de la Commission des Provisions Nucléaires tous les trois ans.

17.2.2 Processus de révision triennale des provisions nucléaires par la Commission des Provisions Nucléaires (CPN)

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 est complétée par la loi de mise en œuvre de l'accord Phoenix du 26 avril 2024 portant sur la garantie de la sécurité d'approvisionnement dans le domaine de l'énergie et la réforme du secteur de l'énergie nucléaire.

Cette loi organise notamment 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 cette 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.

Pour permettre à la CPN de remplir ses missions, conformément à la loi, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Dans ce contexte, Synatom a introduit, le 2 octobre 2025, auprès de la CPN, un dossier de révision des provisions nucléaires approuvé une seconde fois par son Conseil d'Administration, après qu'une première décision ait été annulée par le Ministre de l'Énergie, par lettre datée du 12 septembre 2025, suite au recours suspensif introduit le 2 septembre 2025 par les représentants du gouvernement belge au Conseil d'Administration de Synatom, Le dossier introduit auprès de la CPN propose, au-delà des mises à jour diverses, une baisse des provisions d'environ 1 milliard d'euros, résultant d'optimisations techniques, d'une appréciation à la baisse du niveau de risque d'ensemble ainsi que d'une hausse du taux d'actualisation.

La CPN a transmis à Synatom, le 23 décembre 2025, une copie de l'Avis qu'elle a reçue de l'ONDRAF (Organisme National pour Déchets Radioactifs et des matières Fissiles enrichies). Celui-ci recommande une augmentation significative, d'environ 2,5 milliards d'euros, du coût total des dépenses à engager par rapport aux hypothèses retenues lors de la dernière révision triennale. Lors d'un échange avec la CPN du 8 janvier 2026, confirmé par courrier daté du 9 janvier 2026, le Groupe a rejeté ces recommandations, les jugeant préliminaires, excessivement conservatrices et, par endroits, contradictoires.

L'Avis remis par l'ONDRAF s'inscrit dans le cadre de la méthodologie que doit suivre la CPN pour contrôler la proposition de réévaluation des provisions introduite par Synatom. Il n'engage pas la CPN qui dispose de 120 jours à compter de la soumission du dossier, pour faire part de ses remarques à Synatom et l'inviter à soumettre, dans un délai de soixante jours, soit une nouvelle proposition qui tient compte de ces remarques, soit un avis motivé exposant les raisons pour lesquelles il ne peut être donné suite à ces remarques. Il est d'ailleurs fréquent que la CPN revoir les

estimations fournies par l'ONDRAF - estimations que nous contestons lorsqu'elles s'écartent des données techniques, économiques ou financières les plus récentes et des scénarios industriels les plus probables, celles-ci devant par ailleurs également tenir compte de l'évolution ç la hausse des taux d'intérêts. La CPN adopte ensuite sa décision. Compte tenu des modifications significatives proposées dans l'Avis de l'ONDRAF, une extension de 75 jours du délai habituel de 120 jours a été sollicitée et obtenue par Synatom afin de poursuivre les travaux d'échange avec l'ONDRAF et la CPN sur les paramètres et hypothèses de coûts qui sous-tendent l'évaluation des provisions.

Par conséquent, compte tenu des éléments précédents et en l'absence d'avis de la CPN, le Groupe estime que les dernières hypothèses revues et approuvées par la CPN dans son avis définitif rendu le 7 juillet 2023 lors du dernier exercice de révision triennale, complété par l'avis du 24 juin 2024 relatif à l'évaluation de l'impact de la prolongation de Doel 4 et Tihange 3, demeurent les plus adéquates, à date, pour l'établissement des provisions nucléaires au 31 décembre 2025.

17.2.3 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Dans le cadre de la mise en place de l'accord avec l'État belge, les risques associés à ce passif ont été considérablement réduits. Concernant la gestion des déchets, la responsabilité du Groupe est essentiellement limitée à l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que de leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, dont le passif est estimé à 1,7 milliard d'euros$_{2022}$, tel que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord.

Les provisions non couvertes par le paiement libératoire 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 taux d'actualisation retenu par la CPN lors de la dernière révision triennale – pour la partie non couverte par le paiement libératoire – 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.

Sensibilité

Comme indiqué dans la section précédente, les incertitudes entourant la finalisation du dossier 2025 soumis à la CPN ont mené le Groupe à maintenir l'évaluation des provisions nucléaires au 31 décembre 2025 sur base de l'avis définitif de la CPN de juillet 2023, complété par l'avis du 24 juin 2024 relatif à l'évaluation de l'impact de la prolongation de Doel 4 et Tihange 3. Suite à la prise en charge, par l'État belge, de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires après leur transfert à l'ONDRAF, le Groupe ne sera plus exposé qu'à l'évolution des coûts futurs d'entreposage et de conditionnement et aux paramètres d'actualisation correspondants avant ce transfert (comme mentionné ci-dessus, passif estimé à 1,7 milliard d'euros$_{2022}$).

- les coûts de construction des installations d'entreposage à sec et les coûts d'achat des *containers* des éléments combustibles sur nos sites pourraient être différents de ceux, provisionnés. Une modification de 10% de ces coûts encore à engager représenterait une variation de 60 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts annuels d'exploitation des installations d'entreposage se traduirait par une variation de 30 millions d'euros de la provision ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions non transférées de 40 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

À noter que le risque de dépassement des crédits volumétriques est estimé, à ce stade, très peu probable, les crédits volumétriques établis dans l'accord ayant incorporé les aléas volumétriques estimés dans le cadre de la réévaluation des provisions en 2022.

17.2.4 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 annuelle sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Compte tenu de l'arrêt de vie légale des unités nucléaires belges, la révision éventuelle des provisions impacte directement le compte de résultat de l'exercice (y compris pour les provisions liées aux deux unités prolongées dont les actifs ont été transférés à l'entité détenue à parts égales avec l'État belge). Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité (France) 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 mises à l'arrêt définitif pendant la phase durant laquelle le combustible irradié est déchargé de la centrale, puis jusqu'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.

Compte tenu de l'accord, la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion des déchets de catégorie A et B conditionnés conformément aux critères contractuels de transfert incombe désormais à l'État, le Groupe ne demeurant responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement.

Le passif restant à charge du Groupe pour la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement est estimé à 6,7 milliards d'euros$_{2022}$, tel que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord. Au 31 décembre 2025, ces provisions pour mise à l'arrêt définitif et démantèlement sont constituées sur la base des 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 doivent être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire. Les conditions de sûreté des phases de mise à l'arrêt définitif ont été définies avec l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) pour les unités de Doel 3 et Tihange 2 déjà à l'arrêt. Elles restent à définir pour la phase de démantèlement. Les coûts pourraient être amenés à évoluer en fonction 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 ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas, revues par l'ONDRAF et la CPN, lors de la dernière révision triennale ;
- 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, lors de la dernière révision triennale, est de 2,5% (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.

Enfin, le Groupe constitue 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. Celles-ci sont restées inchangées par rapport à 2024, et sont basées sur les provisions pour les actifs belges se rapprochant le plus de ces centrales et sont mises à jour conformément aux révisions par la CPN.

Sensibilité

Comme indiqué dans la section précédente, les incertitudes entourant la finalisation du dossier 2025 de la CPN ont mené le Groupe à maintenir l'évaluation des provisions nucléaires au 31 décembre 2025 sur base de l'avis définitif de la CPN de juillet 2023, complété par l'avis du 24 juin 2024 relatif à l'évaluation de l'impact de la prolongation de Doel 4 et Tihange 3. Compte tenu de l'accord, le Groupe n'est plus responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement y compris conditionnement des déchets nucléaires provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert (comme indiqué ci-dessus, passif estimé à 6,7 milliards d'euros$_{2022}$) :

- une variation de 10% des coûts de mise à l'arrêt définitif des unités conduirait à une variation de l'ordre de 200 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts de démantèlement des unités conduirait à une variation de l'ordre de 400 millions d'euros des provisions nucléaires ;
- une variation du taux d'actualisation de 25bps se traduirait par une révision des provisions de l'ordre de 170 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

17.2.5 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlements des installations et de gestion des matières fissiles irradiées

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.

Le montant des prêts en cours entre Synatom et les exploitants nucléaires représentant la contre-valeur des provisions pour la gestion du combustible usé, a été remboursé au 31 décembre 2025 à Synatom et le montant des prêts en cours entre Synatom et Electrabel représentant la contre-valeur des provisions pour le démantèlement sera remboursé d'ici le 30 septembre 2031.

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.

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.

Au cours de l'exercice 2025, Synatom a investi près de 2,1 milliards d'euros dans de tels actifs.

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2025 à 5 624 millions d'euros et leur rendement s'est établi à 5,4% sur l'exercice.

17.2.5.1 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2025

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. 2025	31 déc. 2024
Trésorerie en attente de placement et OPCVM monétaires	**547**	**9 624**
Total des prêts et créances au coût amorti	**547**	**9 624**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 221	640
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	23	-
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	**1 244**	**640**
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 015	1 438
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 834	1 195
Instruments de dette à la juste valeur	**3 849**	**2 632**
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**5 093**	**3 273**
Instruments financiers dérivés	**13**	**(25)**
TOTAL [1]	**5 653**	**12 871**

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 243 millions d'euros au 31 décembre 2025, contre 301 millions d'euros au 31 décembre 2024.

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 (voir Note 14.1 "Actifs financiers").

La variation de la période comprend principalement les effets de monétisation d'une partie des actifs de couverture des provisions nucléaires afin de régler le paiement de la première et seconde dernière tranche du passif nucléaire (voir Notes 4.2.2 "*Closing* de l'accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires" et 14.1.1.3 "Prêts et créances au coût amorti").

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. 2025	31 déc. 2024
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	174	81
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	(103)	(19)
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	166	83
TOTAL	**237**	**145**

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à +283 millions d'euros en 2025 (+324 millions d'euros en 2024).

	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Résultat de cession	110	(61)
Rémunération des actifs	126	329
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	38	(212)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	9	268
TOTAL	**283**	**324**

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 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 de la France en matière de transition énergétique visent la neutralité carbone à l'horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les scénarios permettant d'atteindre cet objectif, notamment le Scénario National Bas Carbone en France, les scénarios ADEME, ou "l'étude prospective Futurs énergétiques" de RTE, projettent une baisse significative des consommations de gaz, tout en maintenant un rôle important pour les infrastructures gazières, nécessaires pour assurer la flexibilité du système énergétique et limiter la hausse de la pointe électrique.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 3), soumise à concertation publique du 4 novembre au 16 décembre 2024 et dont le décret d'application a été publié le 13 février 2026, confirme l'importance croissante des gaz renouvelables dans le mix énergétique futur, avec un objectif de 44 TWh injectés à horizon 2030, objectif confirmé par le rapport de la Cour des comptes de mars 2025. La feuille de route prévoit en outre un développement accru de l'hydrogène et la nécessité de renforcer les réseaux nationaux de gaz vert et de CO_2. Ces orientations confortent le Groupe dans sa vision de l'importance des infrastructures gazières en France et leur maintien dans le paysage énergétique national.

Cette analyse est également partagée par la CRE qui a émis en avril 2023 un rapport intitulé "Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone" à l'issue de ses travaux menés avec les opérateurs d'infrastructures gazières et les différentes parties prenantes. La CRE a poursuivi son étude au cours de l'année 2025 en vue d'un nouveau rapport attendu en 2026.

Par ailleurs, le paquet gaz publié en mai 2024 prépare la mise en place d'un cadre de régulation du transport d'hydrogène à déployer au plus tard en 2033. À ce titre, la CRE a engagé dès octobre 2025 des travaux préparatoires, incluant des ateliers entre novembre 2025 et mai 2026, portant notamment sur la certification des gestionnaires de réseaux, le transport, l'équilibrage, le stockage et les terminaux. Ces travaux renforcent la visibilité sur la reconversion progressive et l'usage futur des infrastructures existantes.

Du fait de l'importance projetée des gaz verts dans le mix énergétique français à l'horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières demeureront très largement nécessaires. Leur adaptation et leur reconversion aux gaz verts, à l'hydrogène ou au transport de CO_2 permettent d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des dépenses futures de démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage en exploitation réduite et non régulés essentiellement en France et en Allemagne, pour lesquels les provisions constituées pour leur démantèlement s'élèvent à 363 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 353 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Compte tenu de son horizon et des évolutions des politiques publiques françaises et européenne, le Groupe continuera à procéder à une appréciation régulière du scénario de long terme qui permettra de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone à horizon 2050. Cette appréciation s'accompagne d'une revue de l'évaluation des provisions pour démantèlement. Une évolution plus substantielle du cadre réglementaire pourrait avoir une incidence sur le dimensionnement, la durée d'exploitation et l'horizon de démantèlement des infrastructures gazières en France et le cas échéant impacter le montant de la provision 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 2025, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 194 millions d'euros contre 239 millions d'euros au 31 décembre 2024.

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.

Les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

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), les provisions pour restructuration 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, NaTran, 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 financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

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.

Le régime spécial des retraites des IEG, contrairement à celui des autres avantages IEG, est fermé aux nouveaux entrants depuis le 1er septembre 2023.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2025, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,571 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 17 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 préfinancés 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 "retraite" relative à ces régimes s'élève à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2025. La duration moyenne de ces régimes est de 9 ans.

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 2025, le taux minimum garanti est de 2,5%.

La charge comptabilisée au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 45 millions d'euros en 2025 et 44 millions d'euros en 2024.

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 et Belgique 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 des énergies aux particuliers et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 2,38 milliards d'euros au 31 décembre 2025. La duration de l'engagement est de 16 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 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.

18.2.2 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 2024	**(4 979)**	**386**	**260**
Différence de change	19	(6)	-
Variations de périmètre et autres	1	8	(5)
Pertes et gains actuariels	736	91	(1)
Charge de l'exercice	(302)	(46)	8
Cotisations/prestations payées	312	15	3
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**(4 212)**	**449**	**266**

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 348 millions d'euros en 2025 (428 millions d'euros en 2024). 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 2025 (contre 99% au 31 décembre 2024).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à -742 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre -1 576 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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 827 millions d'euros en 2025 (contre un gain actuariel de 406 millions d'euros en 2024).

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. 2025				31 déc. 2024			
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		**(6 022)**	**(3 332)**	**(435)**	**(9 788)**	**(5 966)**	**(3 529)**	**(433)**	**(9 928)**
Coût des services rendus de la période		(148)	(49)	(43)	(239)	(174)	(57)	(38)	(269)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(231)	(119)	(15)	(364)	(228)	(124)	(14)	(367)
Cotisations versées		(8)	-	-	(8)	(8)	-	-	(8)
Modification de régime		15	-	-	15	2	-	-	2
Variations de périmètre		1	6	-	7	1	-	-	1
Réductions / cessations de régimes		13	-	-	13	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels financiers		421	415	15	852	(62)	2	(4)	(64)
Pertes et gains actuariels démographiques		(14)	31	9	26	8	245	7	261
Prestations payées		325	134	49	508	358	133	46	537
Autres (dont écarts de conversion)		21	-	1	22	47	-	1	47
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(5 627)**	**(2 912)**	**(418)**	**(8 958)**	**(6 022)**	**(3 332)**	**(435)**	**(9 788)**
B – VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		5 267	-	-	5 267	5 067	-	-	5 067
Produit d'intérêts des actifs de couverture		205	-	-	205	202	-	-	202
Pertes et gains actuariels financiers		(26)	-	-	(26)	213	-	-	213
Cotisations perçues		91	-	-	91	80	-	-	80
Prestations payées		(263)	-	-	(263)	(293)	-	-	(293)
Autres (dont écarts de conversion)		(24)	-	-	(24)	(2)	-	-	(2)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 250**	-	-	**5 250**	**5 267**	-	-	**5 267**
C – COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(377)**	**(2 912)**	**(418)**	**(3 708)**	**(754)**	**(3 332)**	**(435)**	**(4 521)**
Plafonnement d'actifs		(56)	-	-	(56)	(71)	-	-	(71)
Engagements nets de retraites		**(433)**	**(2 912)**	**(418)**	**(3 764)**	**(827)**	**(3 332)**	**(435)**	**(4 593)**
TOTAL PASSIF		**(882)**	**(2 912)**	**(418)**	**(4 212)**	**(1 214)**	**(3 332)**	**(435)**	**(4 979)**
TOTAL ACTIF		**449**	-	-	**449**	**386**	-	-	**386**

(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 2025 et 2024 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Coûts des services rendus de la période	239	269
Pertes et gains actuariels [1]	(24)	(4)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(27)	(2)
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**188**	**263**
Charge d'intérêts nette	160	165
Total comptabilisé en résultat financier	**160**	**165**
Total	**348**	**428**

(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	(2 338)	1 613	(52)	(777)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(3 168)	3 637	(3)	466
Plans non financés	(3 452)	-	-	(3 452)
AU 31 DÉCEMBRE 2025	**(8 958)**	**5 250**	**(56)**	**(3 764)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 063)	3 393	(68)	(738)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 469)	1 874	(3)	402
Plans non financés	(4 256)	-	-	(4 256)
AU 31 DÉCEMBRE 2024	**(9 788)**	**5 267**	**(71)**	**(4 593)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Actions	25	27
Obligations souveraines	27	23
Obligations privées	31	34
Actifs monétaires	3	3
Actifs immobiliers	1	2
Autres actifs	13	11
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2025.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4,7% en 2025.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2025 s'est élevé à environ 5,7% en assurance de groupe et à environ 6,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie – Océanie	Reste du monde	Total
Actions	49	30	-	15	5	100
Obligations souveraines	56	7	16	14	7	100
Obligations privées	50	27	-	11	11	100
Actifs monétaires	53	-	-	-	46	100
Actifs immobiliers	84	11	-	3	3	100
Autres actifs	4	2	-	-	94	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	
		2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Taux d'actualisation	Zone euro	4,2%	3,5%	4,2%	3,5%	4,2%	3,5%	4,2%	3,5%
	Zone UK	5,6%	5,1%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
	Zone UK	3,2%	3,5%	-	-	-	-	-	-

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 12%.

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 11%.

18.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2026 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2026, des cotisations de l'ordre de 186 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 124 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 2025, le Groupe a comptabilisé une charge de 88 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe dont 8 millions d'euros concernant les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas (contre 88 millions d'euros en 2024 dont 9 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. 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. 2025**	**31 déc. 2024**
Offres réservées aux salariés [1]	(55)	(51)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2]	(51)	(46)
Autres	(6)	-
TOTAL	**(112)**	**(97)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.
(2) À la suite à la revue des conditions de performance et de présence des plans dont la fin de la période d'acquisition était en 2025, une charge complémentaire de 4,8 millions d'euros a été comptabilisée en 2025. Un ajustement de 3,5 millions d'euros au titre de ces conditions avait été comptabilisé pour les plans livrés en 2024.

19.1 Link 2025

19.1.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2025, les salariés et anciens salariés éligibles du Groupe ont pu participer à l'offre d'actionnariat salarié "Link 2025", déployée dans le cadre des plans mondiaux d'actionnariat. L'offre a été réalisée principalement au moyen d'une cession d'actions propres. Les salariés avaient la possibilité d'acquérir ces actions via la formule classique avec décote et abondement, que cela soit directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE.

Par ailleurs, le plan Link Classique a été assorti d'un abondement de 200% jusqu'à 250 euros investis, et de 100% entre 250 euros et 750 euros investis, soit 1 000 euros maximum.

19.1.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2025 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur le marché Euronext Paris du 5 au 30 mai 2025 inclus. Le prix de référence, fixé à 18,45 euros, est diminué de 24,39% pour la formule Classique soit 14,76 euros.

La charge comptable du plan Link Classique correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription.

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Abondement Link Classique	Total
Montant souscrit *(millions d'euros)*	70	-	70
Nombre d'actions souscrites *(millions d'actions)*	4,7	2,2	6,9
Décote *(euros/action)*	4,8	14,8	-
COÛT POUR LE GROUPE *(MILLIONS D'EUROS)*	**23**	**33**	**55**

Le montant total de la souscription à l'offre Link 2025 s'élève à un montant total de 70 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 66 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 4 millions d'euros.

Il en résulte une charge totale de 55 millions d'euros sur l'exercice 2025 au titre des 4,7 millions d'actions souscrites et 2,2 millions d'actions offertes en abondement.

19.2 Actions de performance

19.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2025

Plan d'actions de performance ENGIE du 26 février 2025

Le Conseil d'Administration du 26 février 2025 a approuvé l'attribution de 5,0 millions d'actions de performance aux cadres et dirigeants du Groupe. Ce plan est composé des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2028 inclus. Au 15 mars 2028, les actions sont cessibles sans restriction supplémentaire.

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 triple 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 :

- comptant pour 35% des actions à acquérir : une condition portant sur l'évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE en trois ans, le cours de référence correspondant à la moyenne de l'indice et du cours d'ENGIE sur les 40 dernières cotations précédant le premier jour du mois de l'attribution, cette moyenne étant comparée à la même mesure trois ans plus tard ;
- comptant pour 35% des actions à acquérir : une condition portant sur le niveau du *Return On Average Capital Employed* (ROACE) ;
- 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 lié à la production d'énergie, d'augmentation de la part des capacités renouvelables et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées notamment aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (86 050 actions attribuées).

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 2025.

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
26 février 2025	26 février 2025	14 mars 2028	16,5	1,20	oui	11,26

19.2.3 Revue des conditions de performance interne des plans

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 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 "Rémunérations 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 2025 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2024. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 Administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 34,15% des droits de vote théoriques (ou 34,19% des droits de vote exerçables) contre 34,13% à fin décembre 2024.

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 de l'État au capital d'ENGIE, régie par le Code de l'énergie, confère un droit d'opposition limité à certaines décisions relatives aux infrastructures gazières en France, qui ne représentent qu'une part restreinte des actifs stratégiques du Groupe.

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 NaTran 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. Les TRV gaz ont pris fin 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 sont réduites depuis 2024 à la médecine du travail, la médecine Conseil et la gestion des tarifs particuliers. Un projet porté par les deux distributeurs vise à finaliser le démixtage de ces activités.

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 se compose de 10 membres au 31 décembre 2025, inchangé par rapport à l'exercice précédent.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Avantages à court terme	31	27
Paiements fondés sur des actions	7	6
TOTAL	**38**	**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 (voir 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 *trading* et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Droits d'émission de gaz à effet de serre, certificats d'économie d'énergie, certificats verts

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives spécifiquement à la comptabilisation notamment des quotas d'émission de gaz à effet de serre, des certificats d'économie d'énergie et des certificats verts, le Groupe a décidé de comptabiliser les certificats en stock à leur valeur d'acquisition ou à leur coût de production. À la clôture de l'exercice, un passif sera reconnu, le cas échéant, en cas d'insuffisance de certificats par rapport à l'obligation de restitution. Lorsqu'il n'est pas couvert par des certificats en stock, ce passif est évalué au prix de marché ou, lorsque c'est applicable, au prix des contrats à terme conclus.

Tax equity

Le Groupe ENGIE finance ses projets renouvelables aux États-Unis par le biais de structures dites de "*tax equity*", dans lesquelles une partie des fonds nécessaires est apportée par un "*tax partner*". Celui-ci obtient, jusqu'à un niveau de rendement préétabli, un droit préférentiel essentiellement sur les crédits d'impôts du projet qu'il pourra imputer sur sa propre base taxable.

Les investissements réalisés par le *tax partner* remplissent la définition d'un passif en IFRS. Dans la mesure où le passif de *tax equity* correspondant à ces avantages fiscaux ne donne pas lieu à une sortie de trésorerie pour l'entité projet, ce passif n'est pas représentatif d'une dette financière et est comptabilisé en "autres passifs".

Au-delà de sa désactualisation, le passif évolue essentiellement en fonction des crédits d'impôts alloués au *tax partner* et reconnus en résultat.

22.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2025	Variation du BFR au 31 déc. 2024
Stocks	837	1 140
Créances commerciales et autres débiteurs	2 819	4 266
Fournisseurs et autres créanciers	(2 581)	(2 564)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(343)	(601)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	233	(1 198)
Autres	(14 951)	(1 270)
TOTAL	**(13 986)**	**(227)**

L'évolution de la variation du besoin en fonds de roulement comprend sur la ligne "Autres" les effets du règlement du paiement de la première et dernière tranche du passif nucléaire (voir Note 4.2.2 "*Closing* de l'accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires").

22.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Stocks de gaz naturel, nets	1 082	2 139
Stocks d'uranium [(1)]	243	301
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	618	1 546
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	909	1 074
TOTAL	**2 852**	**5 061**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de -14 millions d'euros au 31 décembre 2025.

22.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	890	10 368	(2 631)	(13 489)	908	12 395	(2 591)	(16 565)
Créances/dettes fiscales	-	*6 974*	-	*(7 353)*	-	*7 906*	-	*(8 711)*
Créances/dettes sociales	*718*	*19*	*(3)*	*(2 594)*	*646*	*20*	*(3)*	*(2 638)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*208*	-	*(218)*	-	*170*	-	*(190)*
Autres	*172*	*3 167*	*(2 628)*	*(3 325)*	*262*	*4 299*	*(2 588)*	*(5 026)*

Les autres actifs comprennent notamment une créance de 322 millions d'euros au 31 décembre 2025 vis-à-vis d'EDF au titre des provisions nucléaires (637 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les autres passifs comprennent 2 010 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partners* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (1 975 millions d'euros au 31 décembre 2024).

NOTE 23 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

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.

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.

23.1 *Renewable & Flex Power*

23.1.1 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 s'est poursuivie en 2023. La responsabilité des anciens membres du Conseil d'Administration et du management a été mise en cause. Des parties civiles dont notamment le ministère de l'Environnement et le ministère de la Santé italiens, sont intervenues au procès pour réclamer des dommages et intérêts. Le 3 octobre 2023, l'ensemble des 26 Administrateurs et Directeurs ont été acquittés par le Tribunal de Savone. La filiale Tirreno Power SpA détenue par ENGIE à 50% est également mise hors de cause. La décision a été notifiée en janvier 2024. Le parquet a interjeté appel de la décision en février 2024 ainsi que le ministère de la Santé, le ministère de l'Environnement et deux associations de citoyens. La date de la première audience devant la cour d'appel n'a pas encore été fixée.

23.1.2 Italie – taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique

23.1.2.1 Taxe exceptionnelle 2022

En décembre 2022, ENGIE a introduit une action contre l'administration fiscale 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). La Cour Constitutionnelle italienne a validé la conformité de la taxe à la Constitution et a renvoyé l'affaire au tribunal de première instance de Milan qui a rejeté la demande. ENGIE a fait appel de la décision négative rendue en première instance et la procédure est en cours.

23.1.2.2 Taxe exceptionnelle 2023

En avril 2023, ENGIE a introduit un recours administratif contre l'administration fiscale devant le tribunal administratif (TAR Lazio) afin d'obtenir l'annulation de la décision rendue le 23 avril 2023 concernant la contribution de solidarité pour l'exercice 2023 (montant versé de 133 millions d'euros). ENGIE invoque également l'incompatibilité de cette décision avec le règlement (UE) n° 2022/1854 du Conseil européen du 6 octobre 2022 concernant l'intervention d'urgence pour faire face aux prix élevés de l'énergie dans l'Union européenne. Le 21 novembre 2023, lors de l'audience au fond, le tribunal a renvoyé l'affaire devant la Cour constitutionnelle. Le 20 février 2025, la Cour constitutionnelle a renvoyé devant la Cour de Justice de l'Union européenne une demande (affaire C-153/25) de décision préjudicielle sur l'interprétation dudit règlement du Conseil européen. Le 30 juin 2025, ENGIE a déposé ses observations.

Parallèlement, en octobre 2024, ENGIE a également engagé une action contre l'administration fiscale devant le tribunal fiscal italien afin d'obtenir le remboursement de l'impôt qu'elle avait payé en juin 2023.

23.1.3 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.

SEPCO III a introduit une demande reconventionnelle contre Electrabel pour obtenir des dommages et intérêts couvrant le prétendu préjudice qui aurait résulté de la résiliation du contrat. Les parties sont parvenues à un accord transactionnel en décembre 2025. Le dossier est clos.

23.1.4 Brésil – Contestations d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

ENGIE Brasil Energia SA a fait l'objet d'un redressement fiscal pour les exercices 2014, 2015, 2016 et 2018 en matière de taxes fédérales sur la valeur ajoutée (PIS et COFINS) au titre de remboursements relatif à des combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant en jeu s'élève à un total de 944 millions de reals brésiliens, dont un montant principal 259 millions de reals brésiliens.

La société conteste ces rectifications et a introduit des recours administratifs.

Alors que le recours administratif pour l'exercice 2018 est toujours en cours d'examen à un niveau administratif supérieur à la suite d'une décision favorable, ceux pour les exercices 2014, 2015 et 2016 ont été rejetés et la société a porté le sujet devant les juridictions judiciaires. La société est en attente d'une décision au niveau de l'appel judiciaire, après une décision défavorable en première instance.

Diamante Geraçao de Energia (alors contrôlée par ENGIE Brasil Energia SA et propriétaire des centrales thermoélectriques) a également été redressée au titre du traitement fiscal de remboursements de combustible comparables tant en matière de taxes PIS et COFINS (exercices 2019 à 2022) que d'impôts sur les sociétés (exercice 2018). Bien qu'ENGIE Brasil Energia SA ait vendu cette société en 2021, elle reste financièrement engagée au titre de la garantie du passif sur les exercices antérieurs au 30 juin 2021. Le montant total en jeu, engagé par ENGIE Brasil Energia SA s'élève à 728 millions de reals brésiliens, dont un montant principal de 289 millions de reals brésiliens. La société conteste ces réévaluations et les exercices 2018 à 2020 font actuellement l'objet d'un recours administratif.

Si ENGIE Brasil Energia SA et/ou Diamante Geraçao de Energia n'obtiennent pas gain de cause devant les tribunaux administratifs, ces affaires pourraient également être portées devant les cours et tribunaux ordinaires.

23.1.5 Chili – TotalEnergies

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. Le 13 juin 2025, le tribunal arbitral a rendu sa sentence décidant que TotalEnergies avait manqué à ses obligations contractuelles et devait payer des dommages et intérêts (environ 100 millions de dollars américains plus les intérêts) à ENGIE Energia Chile S.A.

23.1.6 Chili – ENGIE Austral

Les autorités fiscales chiliennes contestent le prix auquel ENGIE Austral (ENAU) a vendu ses parts dans Eolica Monte Redondo (EMR) à ENGIE Energía Chile (EECL) en 2020 alléguant que le prix auquel ENAU a vendu EMR à EECL serait nettement inférieur au prix du marché. En juin 2024, elles ont imposé à ENAU une pénalité de 62 millions de dollars américains, plus des intérêts et amendes portant le montant à 108 millions de dollars américains. Suite à la contestation par ENAU de l'ajustement, les autorités fiscales chiliennes ont réduit la pénalité à environ 52 millions de dollars américains (amendes et intérêts de retard inclus). En avril 2025, l'ENAU a déposé un recours judiciaire devant le tribunal contre l'avis d'imposition.

23.1.7 Saudi Arabia – Jubail 3B RO plant

Le 9 janvier 2025, après l'achèvement de la construction de l'usine de dessalement Jubail 3B en Arabie saoudite, le consortium EPC Contractor formé par Acciona et SEPCO 3 a émis un avis de litige relatif à certaines questions liées à la construction.

Le 24 janvier 2025, ENGIE a répondu à la notification de litige de l'EPC et a émis une demande reconventionnelle basée sur certains points litigieux (y compris les retards dans la construction et les coûts encourus par ENGIE pour prendre certaines mesures de remédiation et les dommages-intérêts liquidés en raison de l'indisponibilité de l'usine).

Les négociations à l'amiable visant à régler les différends en cours n'ont pas abouti. Par conséquent, le 2 avril 2025, Acciona a déposé une demande d'arbitrage auprès du Saudi Center for Commercial Arbitration ("SCCA"). Le 6 avril 2025, le SCCA a initié l'arbitrage. Le tribunal arbitral a été constitué en juillet 2025 et la procédure est actuellement en cours.

23.2 *Networks*

23.2.1 Brésil – Contestation d'un amortissement de survaleur et de charges financières

En 2019, Transportadora Associada de Gas ("TAG") a été acquise dans le cadre d'un processus d'appel d'offres concurrentiel. Compte tenu de l'ampleur de la transaction et de la nécessité d'obtenir un financement auprès de prêteurs locaux et internationaux, l'acquisition a été structurée par le biais d'un consortium formé par Alianca, une entité brésilienne acquise par ENGIE, et un tiers.

TAG a ensuite absorbé Alianca par le biais d'une fusion inversée, comme l'exigeaient les contrats de prêt. Cette transaction a donné lieu à la comptabilisation d'une plus-value et d'un *goodwill* dans ses comptes, tous deux amortissables en vertu de la législation comptable et fiscale applicable.

L'administration fiscale brésilienne conteste la déduction par TAG d'un *mais-valia* et d'un amortissement d'une survaleur et de charges financières en 2019 et 2020 suite à la fusion de la société d'acquisition de TAG et cette dernière en raison du non-respect présumé des exigences légales.

Le redressement, s'élève pour les exercices 2019 et 2020, respectivement à environ 864 millions de reals brésiliens (561 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) et 2 722 millions de réals brésiliens (1 770 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE). La société a formé un recours administratif contre ces redressements après avoir reçu des décisions négatives en première instance administrative.

23.3 *Local Energy Infrastructures*

23.3.1 Espagne – Púnica

Dans le cadre de l'affaire Púnica (procédure portant sur une affaire d'attribution de marchés), quinze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même avaient été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est clôturée depuis le 19 juillet 2021 ; 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 premières audiences dans cette affaire ont eu lieu le 7 avril 2025 et se sont terminées le 26 septembre 2025. En décembre 2025, Cofely España a été condamnée à une amende de 3,6 millions d'euros pour corruption et trafic d'influence, tout comme six des huit anciens employés impliqués dans des faits remontant à plus de dix ans.

23.3.2 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.

Dans le cadre de la procédure en première instance, une évaluation technique par un expert désigné par le Tribunal est en cours.

23.4 Nucléaire

23.4.1 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 1 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 et transfrontalière 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 la loi a été publiée le 3 novembre 2022.

L'auditeur a remis son rapport le 21 janvier 2025 concluant à l'irrecevabilité du 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. Le Tribunal a pris acte du retrait des parties le 13 mai 2025. L'affaire est close.

23.4.2 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 (intervenue 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 requérants dans cette affaire se sont désistés de l'action au fond. Dans la seconde affaire, au fond, un jugement est intervenu le 30 juin 2023 et a rejeté les mesures provisoires demandées parmi lesquelles la demande d'interdire à Electrabel de poser des actes irréversibles dans le cadre de la mise à l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2. L'affaire se poursuit au fond sans calendrier précis à ce stade.

23.4.3 Recours à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Un recours a été introduit par Electrabel auprès de la Cour des Marchés le 29 mars 2023 à l'encontre de la décision du régulateur de l'énergie belge (la CREG) mettant en œuvre la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité pour les revenus 2022. Un second recours en annulation a été introduit par Electrabel devant la même Cour à l'encontre de la décision du même régulateur pour les revenus 2023.

Electrabel conteste la validité de ce plafonnement des recettes en ce qu'il est contraire au Règlement européen qui l'institue, notamment parce qu'il détermine les revenus issus du marché de façon fictive au moyen de présomptions et non sur la base des recettes réellement perçues tel que cela est prévu par le Règlement, et qu'il est mis en œuvre de manière rétroactive à partir du 1er août 2022 en dehors de la période visée par le Règlement. La Cour des Marchés a rendu son arrêt dans la première affaire le 18 octobre 2023 estimant que le recours était recevable prima facie fondé et a posé trois questions préjudicielles à la Cour de Justice de l'Union européenne. Un pourvoi en cassation a été introduit le 10 janvier 2025 par la CREG contre cet arrêt. La deuxième affaire a été plaidée le 10 janvier 2024 et l'arrêt rendu le 31 janvier suspend le prononcé jusqu'à l'arrêt de la Cour de Justice l'Union européenne (CJUE) de la première affaire. Dans son arrêt rendu le 1er décembre 2025, la CJUE a décidé que le règlement n'interdit pas le recours à des présomptions, à condition que celles-ci soient "raisonnables" et représentatives de la réalité du marché pendant la période de crise, et que l'application anticipée du plafond à compter du 1er août 2022 n'est pas contraire aux dispositions invoquées.

Un recours en annulation a été introduit devant la Cour Constitutionnelle en juin 2023. Après avoir joint les demandes d'annulation de différentes parties, elle a rendu un arrêt le 20 juin 2024 en posant 15 questions préjudicielles à la Cour de Justice de l'Union européenne. Outre les recours précités, une demande de restitution a été introduite pour la taxe 2022 ainsi qu'un recours en annulation de celle-ci devant le Tribunal de première instance.

23.4.4 Procédure d'arbitrage en application de la convention Tihange 1 et Doel 1 et 2 suite à l'adoption de la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Electrabel a engagé le 17 octobre 2023 une procédure d'arbitrage contre l'État belge pour violation des conventions signées pour la prolongation de Tihange 1 le 12 mars 2014 et de Doel 1 et Doel 2 le 30 novembre 2015 qui excluaient en raison des redevances payées toutes autres charges en faveur de l'État (à l'exception des impôts d'application générale) qui seraient liées à la propriété ou à l'exploitation de Tihange 1 ou de Doel 1 et Doel 2, aux revenus, production ou capacité de production de ces centrales ou à l'utilisation par celles-ci de combustible nucléaire. Electrabel réclame, en application des conventions, le remboursement de la taxe payée au titre de 2022 et du montant de prélèvement au titre de 2023 sur ces centrales.

23.4.5 Recours en annulation devant la Cour constitutionnelle belge contre la loi Phoenix

Cinq universités flamandes et cinq universités francophones ont chacune introduit un recours devant la Cour constitutionnelle en vue d'obtenir l'annulation de certains articles de la loi relative à la sécurité énergétique et à la réforme de l'énergie nucléaire, dite loi Phoenix. Ces recours concernent les articles de la loi relatifs (i) aux montants forfaitaires à payer, notamment par Electrabel, pour obtenir le transfert de la responsabilité financière à l'établissement public Hedera pour la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des centrales nucléaires de Doel et de Tihange (ii) aux conditions du transfert opérationnel de ces déchets et combustibles usés entre Electrabel et l'Agence nationale des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies, et (iii) les protections dont bénéficient Electrabel, ENGIE (et Luminus) dans certains cas énumérés aux articles 39 à 41 de la loi Phoenix, qui causent des pertes directes à l'une de ces parties. Les parties requérantes soutiennent principalement que les articles dont l'annulation est demandée créent une discrimination et une violation du principe d'égalité protégé notamment par la Constitution, ainsi qu'une violation du principe du pollueur-payeur consacré par le traité EURATOM et la directive 2011/70/Euratom du Conseil établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Electrabel a introduit, le 17 février 2025, une demande d'intervention pour défendre ses intérêts.

23.5 *Supply & Energy Management*

23.5.1 GPE

ENGIE a initié au début du quatrième 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. Cette situation complexe a conduit chacune des parties à renoncer à leurs demandes d'ici la fin d'année 2026, l'arbitrage étant dans l'attente suspendu.

23.6 Autres

23.6.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal en impôt sur les sociétés de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse 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 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 en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour Administrative d'Appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit.

Le 3 avril 2025, la Cour d'appel a statué en faveur d'ENGIE SA. La décision est devenue définitive et n'a pas d'impact sur les comptes 2025, les effets favorables ayant déjà été pris en compte dans les exercices précédents.

23.6.2 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. Le 7 novembre 2023, la Cour a réduit la sanction à environ 100 000 euros. Le UOKiK a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Varsovie (2nd degré). Le 21 octobre 2025, la Cour d'appel de Varsovie (2nd degré) a confirmé les décisions du tribunal de première instance, confirmé le montant de 100 000 euros et reconnu le bien-fondé des arguments avancés par EEMHS.

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. La Cour d'appel de Varsovie (2nd degré) a confirmé le 16 octobre 2023 la décision de première instance qui avait annulé dans son intégralité la décision du UOKIK. Le UOKiK n'a pas déposé de pourvoi en cassation. La procédure est définitivement close.

23.6.3 Réclamation fiscale aux 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. En octobre 2024, la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) a conclu que la législation néerlandaise était compatible avec les Traités et la jurisprudence européenne. À la suite de l'arrêt rendu par la CJUE, la Cour de cassation néerlandaise a rendu son arrêt le 16 janvier 2026, confirmant la décision rendue en 2020 par la Cour d'appel d'Arnhem. Cet arrêt a mis fin à l'affaire.

NOTE 24 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Le 25 février 2026, ENGIE a conclu un accord portant sur l'acquisition de 100% de UK Power Networks (UKPN), gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni. Cette société exploite trois licences de distribution d'électricité couvrant les régions de Londres, du Sud-Est et de l'Est de l'Angleterre et représentant un réseau total d'environ 192 000 km. UKPN distribue chaque année 71 TWh d'électricité auprès de 8,5 millions de clients.

La transaction s'opère sur la base d'une valeur *d'equity* (1) de 10,5 milliards de livres sterling (12,1 milliards d'euros). La valeur d'entreprise (1) de la société (à 100%) s'élève à 15,8 milliards de livres sterling (18,2 milliards d'euros) correspondant, pour l'activité régulée, à un multiple d'environ 1,5x la Valeur d'Actifs Régulés (RAV) estimée à fin mars 2026 et un multiple d'EBITDA 2027 estimé à environ 10x, incluant la contribution additionnelle des actifs non régulés.

ENGIE prévoit de financer cette acquisition par une combinaison de dette et d'émissions hybrides pour environ 5 milliards d'euros, ainsi que par un programme de cessions d'actifs représentant environ 4 milliards d'euros d'ici 2028. Le Groupe prévoit également de lever jusqu'à 3 milliards d'euros de capitaux propres via un placement accéléré (*Accelerated Bookbuilding - ABB*).

La finalisation de la transaction est attendue pour la mi-2026, sous réserve de l'obtention préalable des autorisations réglementaires nécessaires. L'effet conjugué de l'acquisition et des avancées attendues du plan de cession sur l'année devrait générer une augmentation nette de 17 à 19 milliards d'euros des capitaux employés du Groupe à fin 2026. Compte tenu des modalités de financement retenues, cette opération devrait conduire à une augmentation de la dette nette financière du Groupe de 13 à 15 milliards d'euros à fin 2026.

(1) *En date de locked box, i.e. 31 mars 2025.*

NOTE 25 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**6,3**	**7,9**	**14,2**	**5,9**	**12,3**	**18,2**	**32,4**
• **ENGIE SA**	**3,2**	-	**3,2**	**3,0**	-	**3,0**	**6,2**
• **Entités contrôlées**	**3,0**	**7,9**	**10,9**	**2,9**	**12,3**	**15,2**	**26,1**
Certification des informations en matière de durabilité	**0,5**	-	**0,5**	**0,5**	-	**0,5**	**1,0**
• **ENGIE SA**	**0,5**	-	**0,5**	**0,5**	-	**0,5**	**1,0**
• **Entités contrôlées**	-	-	-	-	-	-	-
Missions et prestations autres que la certification des comptes et des informations en matière de durabilité	**0,4**	**0,9**	**1,3**	**1,1**	**0,5**	**1,6**	**2,8**
• **ENGIE SA**	**0,3**	-	**0,3**	**0,9**	-	**0,9**	**1,1**
dont missions requises par des textes légaux et réglementaires	-	-	-	*0,4*	-	*0,4*	*0,4*
dont autres missions d'audit	*0,2*	-	*0,2*	*0,5*	-	*0,5*	*0,7*
dont prestations de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations fiscales	-	-	-	-	-	-	-
• **Entités contrôlées**	**0,1**	**0,9**	**1,0**	**0,2**	**0,5**	**0,7**	**1,7**
dont missions requises par des textes légaux et réglementaires	-	*0,2*	*0,2*	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*0,4*
dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,2*	*0,3*	-	*0,1*	*0,1*	*0,4*
dont prestations de revue de contrôle interne	-	-	-	*0,1*	-	*0,1*	*0,1*
dont prestations de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations fiscales	-	*0,6*	*0,6*	-	*0,2*	*0,2*	*0,8*
TOTAL	**7,1**	**8,8**	**15,9**	**7,4**	**12,8**	**20,2**	**36,1**

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, 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 2025

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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 2025 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. 821-53 et R. 821-180 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des goodwill et des immobilisations incorporelles et corporelles

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 9.1 « Pertes de valeur », 13.1 « Goodwill » et 13.4 « Tests de perte de valeur des goodwill, immobilisations incorporelles et corporelles, sociétés mises en équivalence » de l'annexe des comptes consolidés)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2025, la valeur nette des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à € 86,5 milliards (après comptabilisation d'une perte de valeur nette de € 0,8 milliard en 2025), soit 51,1 % du total bilan, et se répartit comme suit : • *Goodwill* : € 13,1 milliards ; • Immobilisations incorporelles : € 7,9 milliards ; • Immobilisations corporelles : € 65,5 milliards. Afin de s'assurer que les actifs sont comptabilisés pour une valeur qui n'excède pas leur valeur recouvrable, votre groupe procède à des tests de perte de valeur, conformément aux dispositions de la norme IAS 36 « Dépréciations d'actifs ». S'agissant des *goodwill*, ces tests sont réalisés annuellement au	Nous avons : • examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des *goodwill* aux secteurs opérationnels ; • 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 ; • 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.

Point clé de l'audit	Notre réponse

niveau le plus fin auquel les *goodwill* sont suivis pour des besoins de gestion interne et, s'agissant des actifs, au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) telles que définies par votre groupe lorsqu'il existe un indice de perte de valeur.

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 2026 et du plan d'affaires à moyen terme 2027-2028 approuvés par le comité exécutif et par votre conseil d'administration ;
- au-delà de cette période : d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, taux de change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence, revues et validées par le comité exécutif et établies par votre groupe pour la période 2029-2050 sur la base de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats peuvent être considérés comme intermédiaires entre les scénarios STEPS (Stated Energy Policies Scenario) et NZE (Net-Zero Scenario) de l'International Energy Agency ou proches de celui de l'ADEME (« technologie verte ») pour ce qui concerne la France. Les hypothèses considérées en matière de climat et de mix énergétique incluent notamment :
- des projections à long terme des prix du CO_2 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 ;
- une trajectoire de prix à moyen et long terme de l'électricité reprise dans le rapport produit par votre groupe dans le cadre de l'initiative *Task Force on Climate-Related Financial Disclosures* (TCFD), qui privilégie un mix équilibré intégrant le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique.

Ainsi, les engagements pris spécifiquement par votre groupe au regard des enjeux climatiques, tels qu'exposés dans la note 1.3.3 de l'annexe des comptes consolidés, en particulier la sortie complète des activités charbon d'ici à 2027 en fonction des perspectives propres à chaque actif, sont reflétés dans les valeurs d'utilité. Celles-ci reposent également sur des hypothèses clés, présentées dans la note 13.4 de l'annexe des comptes consolidés, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire, dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur les valeurs d'utilité considérées.

Enfin, la valeur recouvrable des actifs non stratégiques 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 :

- du poids relatif de ces éléments dans les comptes de votre groupe ;
- du jugement et des estimations de la direction et de la sensibilité des évaluations aux hypothèses notamment sectorielles et régulatoires,
- de transactions significatives dans le cadre du recentrage géographique ou des activités de votre groupe.

Pour chacune des UGT pouvant présenter un risque spécifique de perte de valeur, 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, notamment en matière climatique et de mix énergétique ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard, notamment, des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
  - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre groupe ;
  - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires.

S'agissant des actifs pour lesquels une intention de cession est privilégiée par votre groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière, les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ainsi que les modalités de classification conformément aux dispositions de la norme IFRS 5 « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités non poursuivies ».

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 9.1 et 13.4 de l'annexe des comptes consolidés, en particulier les éléments se rapportant aux analyses de sensibilité réalisées par votre groupe.

Pour l'exercice 2025, nous avons considéré plus particulièrement les périmètres suivants :

- le goodwill du secteur opérationnel Gas Infrastructure, pour lequel votre groupe a notamment considéré :
  - à l'horizon 2050, le maintien de son réseau d'infrastructures gazières ou sa conversion pour permettre l'acheminement des gaz verts (biométhane, hydrogène…) qui remplaceront progressivement le gaz naturel ;
  - la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE3) adoptée par décret le 13 février 2026, qui introduit des mesures de réduction de consommation de gaz et notamment un objectif important de remplacement des chaudières à gaz par d'autres solutions énergétiques, notamment électrique. Votre groupe considère cet objectif comme irréaliste pour des raisons de soutenabilité économique pour les ménages ou du fait de contraintes techniques qui ne permettent pas l'installation de solutions électriques efficaces ou le raccordement à un réseau de chaleur dans près de la moitié des logements. Dès lors, votre groupe considère que cette PPE3 ne remet pas en cause le scénario de mix énergétique à l'horizon 2050 ;
  - 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) pour la valorisation de ses activités en France.
- le goodwill du secteur opérationnel Nucléaire, dans le contexte de mise en œuvre de la loi dite Phoenix, et pour lequel votre groupe a considéré :
  - l'extension de dix ans au-delà de 2025 de l'exploitation des seules unités de Doel 4 et Tihange 3 au sein d'une structure juridique dédiée, détenue à parité par l'Etat belge et votre groupe, selon un modèle économique basé notamment sur un mécanisme de contrat pour différence ;
  - une hypothèse de prolongation de dix ans des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France.
- les actifs américains des secteurs opérationnels Renouvelables & Batteries et Local Energy Infrastructures RoW compte tenu des évolutions réglementaires avec la loi «*One Big Beautiful Bill Act*» qui prévoit la fin programmée des subventions aux énergies renouvelables et pour lequel votre groupe a procédé à une analyse portant sur la viabilité des projets en cours de développement

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

(notes 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement », 17 « Provisions » et 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire » de l'annexe des comptes consolidés)

Point clé de l'audit

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont finalisé la transaction « Phoenix » concernant la prolongation pour dix ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de €$_{2022}$ 15 milliards. À l'issue de cet accord, votre Groupe, en tant qu'exploitant nucléaire, conserve essentiellement la responsabilité de l'entreposage sur site des déchets de combustible usé, des travaux de mises à l'arrêt définitif des réacteurs, de leur démantèlement et de l'assainissement des sites ainsi que du conditionnement de l'ensemble des déchets.

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 correspondant à ces obligations 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 de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoit l'ensemble des caractéristiques et des paramètres techniques de ce dossier.

Dans ce contexte, SYNATOM a introduit le 2 octobre 2025 un dossier de révision auprès de la CPN qui lui a transmis en retour, le 23 décembre 2025, une copie de l'avis qu'elle a reçue de l'ONDRAF, dont votre groupe a formellement rejeté les conclusions dans un courrier daté du 9 janvier 2026. A date, les travaux d'échange avec l'ONDRAF et la CPN sur les paramètres et des hypothèses de coûts qui sous-tendent l'évaluation des provisions se poursuivent, selon un mode opératoire et un calendrier convenus entre les parties, au-delà du délai habituel de 120 jours décompté à partir de de la date d'introduction du dossier préparé par SYNATOM auprès de la CPN.

Au 31 décembre 2025, en l'absence d'avis de la CPN et de manière cohérente avec les révisions triennales précédentes, les provisions nucléaires, qui s'élèvent à € 9,6 milliards (€ 24,5 milliards au 31 décembre 2024 avant paiement du montant libératoire), sont estimées conformément au cadre légal et contractuel, sur la base des dernières hypothèses revues et approuvées par la CPN dans son avis définitif rendu le 7 juillet 2023 lors du dernier exercice de révision triennale, complété par l'avis du 24 juin 2024 relatif à l'évaluation de l'impact de la prolongation de Doel 4 et Tihange 3.

Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison du caractère significatif de leur montant et de leur sensibilité aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et d'actualisation) et à l'évolution des coûts futurs sous la responsabilité de votre groupe ainsi qu'au niveau des marges pour aléas et risques intégrées aux prévisions.

Notre réponse

A l'occasion de la finalisation de l'accord Phoenix, nous avons apprécié l'incidence sur les provisions nucléaires du transfert à l'Etat belge des obligations relatives aux coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires en contrepartie du paiement libératoire forfaitaire de €$_{2022}$ 15 milliards. Nos diligences ont principalement consisté à apprécier :

- la distinction entre, d'une part, les obligations transférées à l'Etat belge en application de l'accord Phoenix et, d'autre part, les obligations conservées par votre Groupe, telles que reprises dans la loi de mise en œuvre de l'accord du 26 avril 2024 ;
- le caractère recouvrable des créances détenues sur les partenaires de la société Electrabel au titre de leur quote-part dans le montant libératoire forfaitaire de €$_{2022}$ 15 milliards.

Dans le cadre du processus de révision triennale des provisions nucléaires sous l'égide de la CPN, nous avons examiné le dossier introduit par SYNATOM auprès de la CPN, les conclusions, observations et recommandations formulées dans l'avis émis par l'ONDRAF, le courrier adressé par votre Groupe à la CPN rejetant les conclusions de l'ONDRAF, ainsi que les échanges avec la CPN et l'ONDRAF qui s'en sont suivis et qui se poursuivent toujours à date. Nos diligences ont principalement consisté à apprécier :

- la concordance des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements présentés dans le dossier introduit par SYNATOM, avec les études et devis disponibles et, pour le démantèlement, avec une étude d'un bureau d'experts indépendants mandaté par ENGIE ;
- la nature et le montant des différences d'appréciations mis en évidence dans l'avis de l'ONDRAF ;
- les modes opératoires convenus entre le Groupe, l'ONDRAF et la CPN afin de poursuivre les échanges sur les paramètres et les hypothèses de coûts qui sous-tendent l'évaluation des provisions ainsi que le calendrier prévisionnel envisagé par les parties ;
- les bases sur lesquelles les provisions relatives aux obligation conservées par le Groupe ont été évaluées au 31 décembre 2025, en l'absence d'avis de la CPN émis dans le cadre de la révision triennale 2025 dans le délai habituel de 120 jours.

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1.3, 17 et 17.2 de l'annexe des comptes consolidés, y compris au titre des événements survenus postérieurement à la clôture, ainsi que la sensibilité des provisions relatives aux obligations conservées par votre groupe à la variation des hypothèses clés sous-tendant leur évaluation.

Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (« énergie en compteur »)

(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 des comptes consolidés)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre groupe procède à des estimations et fait usage de jugements pour la comptabilisation des 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 la 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 2025, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à € 4,8 milliards pour 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. 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 l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé, non relevé et non facturé comme un point clé de l'audit.	Les diligences mises en œuvre concernant 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 ; • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôler 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 ; • analyser 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 ; • apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture. 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 des 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.

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.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2025, nos cabinets étaient dans la dix-huitième 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. 821-55 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. 821-27 à L. 821-34 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 6 mars 2026

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		**ERNST & YOUNG et Autres**	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger

6.4 COMPTES SOCIAUX

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

ACTIF

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2025 Brut	Amortissements et dépréciations	Net	31 déc. 2024 Net
Immobilisations incorporelles		**4**	**2 483**	**1 768**	**714**	**696**
Immobilisations corporelles		**4**	**1 009**	**622**	**387**	**327**
Immobilisations financières		**5**	**-**	**-**	**-**	**-**
Titres de participation			118 212	18 484	99 728	67 946
Autres immobilisations financières			566	10	556	569
TOTAL DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**I**		**122 271**	**20 885**	**101 386**	**69 538**
Stocks et en-cours		**6**				
Gaz			779	-	779	1 126
Certificats environnementaux			115	10	105	157
Autres stocks et en-cours					-	804
Avances et acomptes versés sur commandes			**36**	**-**	**36**	**75**
Créances		**7**				
Créances clients et comptes rattachés			6 656	1 817	4 839	6 530
Autres créances :						
Autres créances d'exploitation			1 060	-	1 060	1 029
Comptes courants des filiales			1 898	-	1 898	7 209
Autres créances			6 012	4	6 008	5 424
Charges constatées d'avance			184	-	184	201
Valeurs mobilières de placement		**8**	**4 690**	**-**	**4 690**	**4 611**
Instruments financiers à terme et jetons détenus			**3 961**	**-**	**3 961**	**4 030**
Disponibilités			**1 561**	**-**	**1 561**	**1 674**
TOTAL DE L'ACTIF CIRCULANT	**II**		**26 953**	**1 831**	**25 122**	**32 870**
Primes de remboursement des emprunts	**III**	**9**	**285**	**-**	**285**	**255**
Écarts de conversion et différences d'évaluation – Actif	**IV**	**9**	**283**	**-**	**283**	**454**
TOTAL GÉNÉRAL DE L'ACTIF	**(I À IV)**		**149 791**	**22 716**	**127 075**	**103 116**

N.B : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

PASSIF

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Fonds propres				
Capital social		10	2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			21 019	21 025
Écarts de réévaluation			37	38
Réserve légale			244	244
Autres réserves			-	-
Report à nouveau			821	(4)
Résultat net de l'exercice			1 793	4 460
Acompte sur dividende			-	-
Subventions d'investissement		11.2	19	21
Provisions réglementées		11.2	1 168	1 153
Total des capitaux propres	**I**		**27 537**	**29 371**
Autres fonds propres	**II**		**1**	**1**
Total fonds propres	**I+II**		**27 538**	**29 372**
Total des provisions	**III**	**11.1**	**2 896**	**3 497**
Emprunts		12	45 117	42 306
Dettes rattachées à des participations		12	22 303	4 505
Instruments financiers à terme			3 788	4 317
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			60	67
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			14 339	9 370
Dettes fiscales et sociales			1 232	2 352
Autres dettes			8 904	6 798
Produits constatés d'avance			229	275
Total dettes	**IV**		**95 972**	**69 990**
Écarts de conversion et différences d'évaluation – Passif	V	13	669	258
TOTAL GÉNÉRAL DU PASSIF	**(I À V)**		**127 075**	**103 116**

N.B : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Ventes d'énergie		29 454	35 708
Autre production vendue		5 623	5 097
Montant net du chiffre d'affaires	**14.1**	**35 078**	**40 805**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		12	11
Subventions		691	1 128
Reprise sur amortissement		464	636
Reprise sur dépréciation et provisions		1 042	1 596
Produits des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		29	-
Autres produits		734	353
Produits d'exploitation		**38 050**	**44 531**
Achats d'énergie et variation des stocks		(26 259)	(32 678)
Autres achats		-	-
Autres achats et charges externes		(8 193)	(7 616)
Valeur ajoutée		**3 598**	**4 236**
Impôts et taxes		(103)	(316)
Salaires et cotisations sociales	14.2	(545)	(565)
Excédent brut d'exploitation		**681**	**769**
Dotations aux amortissements et aux dépréciations	14.3	(1 314)	(1 109)
Dotations aux provisions	14.3	(1 162)	(1 049)
Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées		(27)	-
Autres charges		(421)	(431)
Charges d'exploitation		**(38 023)**	**(43 764)**
Résultat d'exploitation		**27**	**766**
Résultat financier	**15**	**1 322**	**654**
Résultat courant		**1 349**	**1 421**
Résultat exceptionnel	**16**	**(15)**	**2 627**
Impôts sur les bénéfices	**17.2**	**459**	**412**
BÉNÉFICE OU PERTE		**1 793**	**4 460**

N.B : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2025	31 déc. 2024
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**11 473**	**1 888**
Variation des stocks		(1 203)	(905)
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		(1 056)	(2 638)
Variation des dettes fournisseurs		1 556	1 255
Variation des autres postes		738	1 386
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**35**	**(902)**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**11 438**	**2 790**
Immobilisations incorporelles et corporelles		314	306
Immobilisations financières		43 739	2 061
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**44 053**	**2 367**
Contributions de tiers		-	-
Produits des cessions d'éléments d'actif		944	657
Réduction des immobilisations financières		8 228	-
Ressources	**2**	**9 171**	**657**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**34 882**	**1 710**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**(23 444)**	**1 080**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**(3 634)**	**(3 504)**
Emprunts obligataires		2 724	6 277
Emprunts Groupe		48 331	5 500
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		2 281	-
Appel au marché financier	**3**	**53 337**	**11 777**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(32 267)	(7 465)
Remboursements	**4**	**(32 267)**	**(7 465)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**17 435**	**808**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**(6 009)**	**1 888**

(1) La capacité d'autofinancement de 2025 correspond au résultat net (1,8 milliard d'euros) retraité des éléments non cash, essentiellement les dépréciations sur titres (9,6 milliards d'euros).

N.B : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1	Règles et méthodes comptables	480
NOTE 2	Impacts du Règlement ANC n° 2022-06 relatif à la modernisation des états financiers	486
NOTE 3	Faits significatifs de l'exercice	489
NOTE 4	Immobilisations incorporelles et corporelles	489
NOTE 5	Immobilisations financières	491
NOTE 6	Stocks et en-cours	495
NOTE 7	Créances	497
NOTE 8	Valeurs mobilières de placement	498
NOTE 9	Primes de remboursement des emprunts et écarts de conversion Actif	498
NOTE 10	Capitaux propres	498
NOTE 11	Provisions	500
NOTE 12	Dettes financières	502
NOTE 13	Écarts de conversion Passif	506
NOTE 14	Résultat d'exploitation	506
NOTE 15	Résultat financier	508
NOTE 16	Résultat exceptionnel	508
NOTE 17	Situation fiscale	509
NOTE 18	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	510
NOTE 19	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	518
NOTE 20	Litiges	523
NOTE 21	Éléments relatifs aux parties liées	523
NOTE 22	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	524
NOTE 23	Événements postérieurs à la clôture	524

NOTE 1 RÈGLES ET MÉTHODES COMPTABLES

Les comptes annuels de l'exercice 2025 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan comptable général (PCG), issu du Règlement n° 2022-06 adopté par l'Autorité des normes comptables (ANC) le 4 novembre 2022 et venu modifier le Règlement ANC n° 2014-03. Le règlement définitif, homologué par arrêté du 26 décembre 2023, entré en vigueur au 1er janvier 2025, porte essentiellement sur la modernisation et la réduction des modèles d'états financiers, une nouvelle présentation des informations en annexe, une nouvelle définition et présentation du résultat exceptionnel et la suppression de la technique des transferts de charges. Il précise enfin les modalités de première application, autorisant les entreprises à présenter les colonnes N-1 au nouveau format des états financiers, en procédant le cas échéant à des reclassements.

Selon les règles françaises, un changement de réglementation comptable est qualifié de changement de méthode comptable. Au 31 décembre 2024, les principaux effets observés dans les comptes d'ENGIE suite à l'application de ce règlement sont détaillés en Note 2.

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 également du contexte géopolitique des dernières années, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité. Cet environnement a également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et de l'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révise ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- **l'évaluation des titres de participation** (voir Note 5)

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à comptabiliser des pertes de valeur ou à modifier celles déjà comptabilisées ;

- **la valorisation des instruments financiers** (voir Note 18)

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces instruments ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, laquelle est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent, que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert ;

- **l'énergie en compteur** (voir Note 7)

  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** (voir Note 11)

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- **l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan** (voir Note 19)

  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.

Entité établissant les états financiers consolidés

ENGIE SA est la société mère du Groupe et établit à ce titre les états financiers consolidés du Groupe. Son siège social est situé au 67, rue Jules Ferry – 92250 La Garennes-Colombes (France), 542 107 651 RCS NANTERRE. Des copies des états financiers consolidés peuvent être obtenues à cette même adresse.

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 à 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 charge 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*, 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 DCF – *discounted cash flow* – ou DDM – *dividend discount model*) 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 lien 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 du fait de 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 (articles L. 335-1 et suivants et R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie). 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.

EPEX SPOT a organisé des enchères d'échanges de garanties de capacité pour l'année de livraison 2026 le 23 octobre 2025. Lors de la dernière enchère le 4 décembre 2025 portant sur l'année 2026, les garanties de capacité se sont échangées au prix de 98,6 euros/MW pour l'année 2026.

Le système actuel de garanties de capacité achetées aux enchères par les fournisseurs d'électricité arrive à échéance fin 2026. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique français, un nouveau mécanisme de capacité est introduit dans les articles L. 316-1 à L. 316-13 du Code de l'énergie en conformité avec les directives de la Commission européenne. Ces dispositions ont donc été ajoutées dans le Code de l'énergie à l'occasion de la loi de finance 2025. Le texte précise : "Ce mécanisme prend la forme d'une rémunération versée par le gestionnaire du réseau public de transport aux exploitants de capacités de production, de stockage et d'effacement de consommation en contrepartie de leurs engagements de disponibilité".

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".

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 livrée ou compteur par compteur au prix applicable des contrats souscrits par les clients. Lorsqu'un prix moyen est utilisé, il tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie 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 avait conduit le Gouvernement français à mettre en place, à compter de 2022, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures de gaz des consommateurs : des boucliers tarifaires individuels pour les ménages disposant d'un contrat direct de fourniture, et des boucliers collectifs pour limiter l'augmentation des charges de chauffage collectif au gaz naturel (parc social et privé).

Compte tenu de la baisse des prix sur les marchés de gros, le bouclier individuel gaz s'est terminé le 1er juillet 2023. Quant au bouclier collectif gaz, le dispositif a été reconduit en 2024 sur les clients collectifs dont le contrat a été conclu avant le 30 juin 2023.

En 2025, seuls les reliquats des années précédentes (2021-2023) sont comptabilisés pour le bouclier tarifaire sur le gaz, lequel a pris fin après le premier semestre 2025. Du 1er janvier 2025 au 31 juillet 2025, le montant de la taxe intérieure sur le gaz naturel (TICGN), devenue accise sur le gaz naturel (pour usage combustible), est fixé à 17,16 euros/MWh. À compter du 1er août 2025, la TVA appliquée à l'abonnement gaz est relevée à 20%, en conformité avec le droit européen. Pour compenser cette hausse de TVA, la TICGN est réduite à 15,43 euros/MWh pour l'usage combustible à partir du 1er août 2025.

Bouclier tarifaire électricité

En 2022, la crise exceptionnelle des prix de gros de l'électricité avait conduit le Gouvernement français à mettre en place un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures d'électricité des consommateurs avec notamment une baisse de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) et un blocage des évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVe).

Depuis le 1er février 2024, suite à la baisse conséquente des prix de l'électricité sur le marché de gros, le dispositif du bouclier tarifaire est réduit progressivement avec une réévaluation de la TICFE pour les tarifs normaux sur la période du 1er février 2024 au 31 janvier 2025, à 20,50 euros/MWh pour les entreprises, 21 euros du MWh pour les ménages et assimilés et 0,5 euro/MWh pour les entreprises dont les activités bénéficient d'un tarif réduit.

Nouveau dispositif d'aide à la consommation d'électricité

La fin du bouclier tarifaire électricité est effective depuis le 1er février 2025 avec un basculement important : les TRVe baissent en moyenne d'environ 15% à cette date, du fait d'une diminution du coût d'approvisionnement, et la TICFE, devenue accise sur l'électricité, revient dans le même temps à son niveau d'avant crise (33,7 euros/MWh pour les particuliers, 26,23 euros/MWh pour les PME et 22,5 euros/MWh pour les très grandes entreprises sur la période février-juillet 2025). Au 1er août 2025, la TICFE remonte à 29,98 euros/MWh pour les ménages et 25,79 euros/MWh pour l'ensemble des entreprises. La TVA sur les abonnements est également relevée à 20%, désormais alignée sur la TVA des consommateurs.

L'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est resté un pilier de l'approvisionnement régulé jusqu'au 31 décembre 2025 : il a permis aux fournisseurs (y compris alternatifs) d'acheter une part de l'électricité nucléaire d'EDF à 42 euros/MWh, dans la limite d'un plafond de 100 TWh. Le dispositif ARENH a disparu le 31 décembre 2025 et est remplacé par un nouveau cadre, centré notamment sur le Versement Nucléaire Universel (VNU) et une évolution des TRVe. À partir du 1er janvier 2026, les fournisseurs devront s'approvisionner intégralement sur les marches de gros ou via leurs propres moyens (production, PPA, contrats long terme) sans guichet ARENH à 42 euros/MWh pour sécuriser une partie de leur volume.

Le VNU, introduit à l'article 17 de la Loi de Finances 2025 du 14 février 2025, vise à protéger tous les consommateurs d'énergie électrique contre les hausses de prix de marché tout en assurant à EDF les moyens de réaliser les investissements nécessaires à la transition énergétique. Ce dispositif prévoit le prélèvement par l'État d'une partie des revenus effectifs générés par le parc nucléaire historique d'EDF (taxe), dès lors que ces revenus excèdent certains seuils. Dans un tel cas, le montant prélevé serait redistribué aux consommateurs selon des modalités qui restent à définir dans les textes à venir.

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 à 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 d'experts 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 19.

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 18).

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, l'horizon de 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 IMPACTS DU RÈGLEMENT ANC N° 2022-06 RELATIF À LA MODERNISATION DES ÉTATS FINANCIERS

Bilan actif

En millions d'euros		31 déc. 2024 Net Post-Règlement ANC 2022-06	31 déc. 2024 Net Publié	31 déc. 2024 Reclassements
Immobilisations incorporelles		**696**	**696**	-
Immobilisations corporelles		**327**	**327**	-
Immobilisations financières				-
Titres de participation		67 946	67 946	-
Autres immobilisations financières		569	569	-
TOTAL DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**I**	**69 538**	**69 538**	-
Stocks et en-cours				
Gaz		1 126	1 126	-
Certificats d'Économie d'Énergie		157	157	-
Autres stocks et en-cours		804	804	-
Avances et acomptes versés sur commandes		**75**	**75**	-
Créances				-
Créances clients et comptes rattachés		6 530	6 530	-
Autres Créances :				-
Autres créances d'exploitation		1 029	1 029	-
Comptes courants des filiales		7 209	7 209	-
Autres créances		5 424	5 625	(201) (1)
Charges constatées d'avance		201		201 (1)
Valeurs mobilières de placement		**4 611**	**4 611**	-
Instruments financiers à terme et jetons détenus		**4 030**	-	**4 030** (2)
Disponibilités		**1 674**	**1 674**	-
TOTAL DE L'ACTIF CIRCULANT	**II**	**32 870**	**28 840**	**4 030**
Primes de remboursement des emprunts	**III**	**255**	-	**255** (2)
Comptes de régularisation	**IV**		**4 317**	**(4 317)** (2)
Écarts de conversion et différences d'évaluation – Actif	**V**	**454**	**422**	**32** (2)
TOTAL GÉNÉRAL DE L'ACTIF	**(I À V)**	**103 116**	**103 116**	-

(1) "Charges constatées d'avance" désormais présentées distinctement du poste "Autres créances".
(2) "Instruments financiers à terme", "primes de remboursement des emprunts" et "écarts de conversion et différences d'évaluation" présentés distinctement du poste "comptes de régularisation".

Bilan passif

En millions d'euros		31 déc. 2024 Post-Règlement ANC 2022-06	31 déc. 2024 Publié	31 déc. 2024 Reclassements
Capital social		2 435	2 435	-
Prime d'émission et prime de fusion		21 025	21 025	-
Écarts de réévaluation		38	38	-
Réserve légale		244	244	-
Autres réserves		-	-	-
Report à nouveau		(4)	(4)	-
Résultat net de l'exercice		4 460	4 460	-
Acompte sur dividende		-	-	-
Subventions d'investissement		21	-	21 (1)
Provisions réglementées		1 153	-	1 153 (1)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		-	1 174	(1 174) (1)
Total des capitaux propres	**I**	**29 371**	**29 371**	-
Autres fonds propres	**II**	**1**	**1**	-
Total fonds propres	**I+II**	**29 372**	**29 372**	-
Total des provisions	**III**	**3 497**	**3 497**	-
Emprunts		42 306	41 582	724 (2)
Dettes rattachées à des participations		4 505	4 505	-
Comptes courants des filiales		-	2 562	(2 562) (4)
Autres		-	692	(692) (2)
Instruments financiers à terme		4 317	-	4 317 (3)
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		67	67	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		9 370	9 370	-
Dettes fiscales et sociales		2 352	2 352	-
Autres dettes		6 798	4 542	2 256 (4)
Produits constatés d'avance		275	-	275 (4)
Total dettes	**IV**	**69 990**	**65 673**	**4 317**
Comptes de régularisation	**V**	-	**4 317**	**(4 317) (3)**
Écarts de conversion et différences d'évaluation – Passif	**VI**	**258**	**258**	-
TOTAL GÉNÉRAL DU PASSIF	**(I À VI)**	**103 116**	**103 116**	-

(1) "Subventions d'investissement" et "provisions réglementées" scindées en deux lignes distinctes.
(2) Réallocation de comptes d'emprunts du poste "Autres" au poste "Emprunts".
(3) "Instruments financiers à terme" présentés dans le poste "Instruments financiers à terme", distinctement du poste "Comptes de régularisation".
(4) "Comptes courants des filiales" intégrés au poste "Autres dettes" et "Produits constatés d'avance" extraits du poste "Autres dettes" et adressés au poste dédié "Produits constatés d'avance".

Résultat

En millions d'euros	31 déc. 2024 Post-Règlement ANC 2022-06	31 déc. 2024 Publié	31 déc. 2024 Reclassements
Ventes d'énergie	35 708	35 708	-
Autre production vendue	5 097	5 097	-
Montant net du chiffre d'affaires	**40 805**	**40 805**	-
Variation de la production stockée	-	-	-
Production immobilisée	11	11	-
Subventions	1 128	-	1 128 (1)
Reprise sur amortissement	636	-	636 (2)
Reprise sur dépréciation et provisions	1 596	-	1 596 (2)
Produits des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	-	-	-
Autres produits	353	-	353 (3)
Produits d'exploitation	**44 531**	**40 817**	**3 714**
Achats d'énergie et variation des stocks	(32 678)	(32 678)	-
Autres achats			-
Autres achats et charges externes	(7 616)	(7 616)	-
Valeur ajoutée	**4 236**	**522**	**3 714**
Subventions reçues	-	1 128	(1 128) (1)
Impôts et taxes	(316)	(316)	-
Salaires et cotisations sociales	(565)	(565)	-
Excédent brut d'exploitation	**4 483**	**769**	**3 714**
Dotations aux amortissements et aux dépréciations	(1 109)	-	(1 109) (2)
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(472)	472 (2)
Dotations aux provisions	(1 049)	-	(1 049) (2)
Dotations nettes aux provisions		527	(527) (2)
Transfert de charges		21	(21) (2)
Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées	-	-	-
Autres charges	(431)	(78)	(353) (3)
Charges d'exploitation	**(43 764)**	**(40 049)**	**(3 715)**
Résultat d'exploitation	**766**	**766**	-
Résultat financier	**654**	**654**	-
Résultat courant	**1 421**	**1 421**	-
Résultat exceptionnel	**2 627**	**2 627**	-
Impôts sur les bénéfices	**412**	**412**	-
BÉNÉFICE OU PERTE	**4 460**	**4 460**	-

(1) Poste "Subventions" désormais dans les produits d'exploitation.
(2) Postes "Reprises sur amortissement", "Reprise sur dépréciation et provisions", "Dotations aux amortissements et aux dépréciations" et "Dotations aux provisions" présentés distinctement du poste "Dotations nettes aux provisions" et poste "Transfert de charges" N-1 incorporé au poste "Reprise sur dépréciation et provisions".
(3) Éclatement des autres produits et autres charges en lieu et place du split en autres charges.

NOTE 3 FAITS SIGNIFICATIFS DE L'EXERCICE

Closing de l'accord avec l'État belge portant sur la prolongation de 10 ans de deux réacteurs et sur le transfert à l'État belge de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont finalisé la transaction concernant la prolongation pour 10 ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires. Cette étape finale fait suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025.

Pour rappel, les accords signés avec l'État belge en 2023 (accords Phoenix) prévoyaient :

- la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dans le cadre d'un partenariat à 50/50 entre l'État belge et le Groupe moyennant la mise en place d'un contrat pour différence protégeant ENGIE contre les risques de marché ; et
- le transfert à l'État belge, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros, de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible usé dans la limite d'un crédit volumétrique couvrant la totalité des déchets nucléaires produits par les centrales belges durant leur durée de vie légale depuis leur mise en service jusqu'à leur démantèlement.

Le *closing* de la transaction s'est également traduit par l'opération de rachat des titres de participation International Power (ENGIE UK) et ENGIE Invest International (EII) d'Electrabel pour un montant de 41,5 milliards d'euros (net du capital souscrit non appelé).

NOTE 4 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2025
Immobilisations incorporelles	**2 290**	**217**	**(25)**	**1**	**2 483**
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires	1 658	-	(25)	256	1 889
Autres immobilisations incorporelles	365	-	-	(25)	340
Immobilisations incorporelles en-cours, avances et acomptes [(1)]	267	217	-	(230)	254
Immobilisations corporelles	**976**	**104**	**(69)**	**(1)**	**1 009**
Terrains	37	-	(2)	2	38
Actif de démantèlement	3				3
Constructions	375	1	(42)	14	347
Installations techniques, matériel et outillage industriels	317	-	(8)	9	318
Installations générales, agencements et aménagements divers	122		(6)	106	221
Autres immobilisations corporelles	39	-	(4)	13	49
Immobilisations corporelles en-cours, avances et acomptes	83	103	(8)	(146)	32
TOTAL	**3 265**	**321**	**(94)**	-	**3 491**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

4.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2025
Immobilisations incorporelles	**1 523**	**204**	**(16)**	**1 710**
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires	1 242	188	(15)	1 415
Frais de développement	-			-
Autres immobilisations incorporelles	281	16	(1)	295
Immobilisations corporelles	**573**	**39**	**(51)**	**560**
Terrains	2	1		3
Actif de démantèlement	3			3
Constructions	283	10	(38)	255
Installations techniques, matériel et outillage industriels	168	14	(4)	179
Installations générales, agencements et aménagements divers	93	10	(5)	98
Autres immobilisations corporelles	24	3	(4)	23
TOTAL	**2 097**	**242**	**(68)**	**2 271**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2025
Immobilisations incorporelles	70	-	(13)	58
Immobilisations corporelles	76	19	(33)	61
TOTAL	**146**	**19**	**(46)**	**119**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2025
Dotations aux amortissements d'exploitation	**218**	**225**
Dotation aux amortissements linéaires	217	224
Dotation aux amortissements dégressifs	1	1
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	
Dotations aux amortissements exceptionnels	**19**	**13**
Reprises sur amortissements	-	-

4.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

Valeurs nettes : *En millions d'euros*	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2025	Valeurs nettes au 31 déc. 2024
Immobilisations incorporelles	**2 483**	**(1 710)**	**(58)**	**714**	**696**
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires	1 889	(1 415)	-	474	415
Autres	340	(295)	(58)	(13)	14
En-cours [1]	254	-	-	254	267
Immobilisations corporelles	**1 009**	**(561)**	**(61)**	**387**	**327**
Terrains	38	(3)	(1)	34	34
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	347	(255)	(60)	32	86
Installations techniques	318	(277)		42	55
Installations générales, agencements et aménagements divers	221			221	122
Autres	50	(23)	-	26	(54)
En-cours	32	-		32	83
TOTAL	**3 492**	**(2 271)**	**(119)**	**1 101**	**1 023**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

NOTE 5 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

5.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2025
Participations	**76 873**	**50 278**	**(8 927)**	**(12)**	**118 212**
Titres de participation consolidés	76 542	49 712	(8 285)	-	117 969
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	299	566	(642)	(12)	211
Autres immobilisations financières	**579**	**1 109**	**(1 122)**	**-**	**566**
Autres titres immobilisés	34	1	(13)	-	22
Créances rattachées à des participations	504	502	(503)	-	503
Prêts	17	7	(8)	-	16
Autres immobilisations financières	24	599	(598)	-	25
TOTAL	**77 452**	**51 387**	**(10 049)**	**(12)**	**118 778**

(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 10.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 5.4.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2025 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- acquisition de ENGIE Invest International SA (27 040 millions d'euros, y compris un montant de 6 525 millions d'euros au titre du capital souscrit non appelé) et acquisition de ENGIE UK (21 006 millions d'euros) dans le cadre du closing de la transaction sur le nucléaire belge ;
- acquisition de titres Electrabel pour 211 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE New Business pour 762 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE Group Participations pour 600 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de ENGIE New Ventures pour 82 millions d'euros ;
- réduction de capital d'Electrabel pour 8 238 millions d'euros ;
- cession de BE-NUC pour 56 millions d'euros, suite à l'opération de scission partielle réalisé sur ce même périmètre ;
- cession de ENGIE Rassembleurs d'Énergies pour 50 millions d'euros ;
- cession de Dunkerque Terminal DA pour 21 millions d'euros ;
- liquidation de SI Finance pour 14 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, le poste "Autres immobilisations financières" est composé de :

- prêt souscrit auprès de ENGIE Finance pour 500 millions d'euros ;
- dépôts versés pour 15 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

5.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2025
Participations	**8 927**	**9 642**	**(81)**	**(3)**	**18 484**
Titres de participation consolidés	8 651	9 642	(37)	-	18 255
Titres de participation consolidés – Malis techniques [(1)]	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	243	-	(44)	(3)	197
Autres immobilisations financières	**10**	**1**	**(1)**	**-**	**10**
Autres titres immobilisés	-		-	-	-
Créances rattachées à des participations	-	-		-	-
Prêts	10	1	(1)	-	10
TOTAL	**8 937**	**9 643**	**(82)**	**(3)**	**18 494**

(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 6 868 millions d'euros,
  - ENGIE Energies Services International pour 1 469 millions d'euros,
  - ENGIE New Business pour 701 millions d'euros,
  - COGAC pour 328 millions d'euros,
  - ENGIE Energies Services 191 millions d'euros,
  - ENGIE IT pour 56 millions d'euros,
  - ENGIE Hydrogen International pour 16 millions d'euros,
  - ENGIE New Ventures pour 11 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Genfina pour 37 millions d'euros,
  - ENGIE Rassembleurs d'Énergies pour 36 millions d'euros,
  - SI Finance pour 7 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 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 2026 et du plan d'affaires à moyen terme 2027-2028 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.

Au-delà du plan d'affaires moyen, 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 2029-2050 lesquelles ont été revues et validées en septembre 2025 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 variation 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 tiennent compte des enjeux d'accessibilité des prix de l'électricité en Europe et de la diminution progressive de la demande de certificats provenant du secteur énergétique, liée à la montée en puissance des énergies renouvelables dans le mix à moyen et long terme. Ces projections sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 90% à l'horizon 2040 selon l'accord de décembre 2025 entre la Présidence du Conseil et les représentants du Parlement européen. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe peut être considéré comme intermédiaire entre les scénarios STEPS (*Stated Energy Policies Scenario*) et NZE (*Net-Zero Scenario*) de l'International Energy Agency ou proche de celui de l'ADEME ("technologie verte") pour ce qui concerne la France ;
- 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 ainsi que le captage et le 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 Document d'enregistrement universel du Groupe.

5.3 Valeurs nettes

Valeurs nettes *En millions d'euros*	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2025	Valeurs nettes au 31 déc. 2024
Participations	**118 213**	**(18 484)**	**99 728**	**67 946**
Titres de participation consolidés	117 969	(18 255)	99 714	67 891
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	(32)	-	-
Titres de participation non consolidés	211	(197)	14	56
Autres immobilisations financières	**566**	**(10)**	**556**	**569**
Autres titres immobilisés	22	-	22	34
Créances rattachées à des participations	503	-	503	504
Prêts	16	(10)	6	7
Autres immobilisations financières	25	-	25	24
TOTAL	**118 779**	**(18 495)**	**100 284**	**68 515**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

5.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau n'ont pas fait l'objet d'audit.

En millions d'euros Raison sociale	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	 Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2025	Date de clôture
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	-	(124)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(40)	-	déc. 2023
COGAC	1 717	292	100,00%	3 430	(328)	-	-	-	29	900	déc. 2025
Electrabel	5 780	8 866	100,00%	26 045	(11 139)	-	-	19 576	8 287	8 349	déc. 2025
ENGIE Alliance	100	9	64,00%	62	-	(34)	-	-	9	-	déc. 2025
ENGIE China Invest Company	43	(27)	100,00%	123	(106)	-	-	-	-	-	déc. 2025
ENGIE Energie Services	1 084	163	100,00%	3 318	(403)	-	-	2 952	22	-	déc. 2025
ENGIE Energy Services International	3 496	1 322	100,00%	6 668	(2 720)	-	-	-	341	-	déc. 2025
ENGIE Finance	5 460	222	100,00%	5 567	-	(1 009)	-	1	96	30	déc. 2025
ENGIE Group Participations	4 572	528	100,00%	4 572	-	-	-	1	87	397	déc. 2025
ENGIE Hydrogen International	28	(5)	100,00%	28	(16)	-	-	-	-	-	déc. 2025
ENGIE Invest International	23 789	3 372	98,00%	27 040	-	-	-	16	1 126	750	déc. 2025
ENGIE IT	142	(71)	100,00%	538	(467)	-	-	655	(57)	-	déc. 2025
ENGIE Management Company	30	(83)	100,00%	265	(265)	-	-	185	(26)	-	déc. 2025
ENGIE New Business	86	(25)	100,00%	1 223	(1 162)	-	-	-	(26)	-	déc. 2025
ENGIE New Ventures	68	(2)	100,00%	174	(74)	-	-	-	(3)	-	déc. 2025
ENGIE Renouvelables	507	352	100,00%	1 641	-	-	-	135	117	258	déc. 2025
ENGIE UK	3 271	9 185	100,00%	21 006	-	-	-	36	5 696	-	déc. 2025
GENFINA	100	529	100,00%	2 627	(1 248)	-	-	-	28	-	déc. 2025
GRDF	1 836	1 839	100,00%	8 655	-	-	-	4 054	652	477	déc. 2025
Natran	640	4 023	60,85%	1 909	-	-	288	2 112	396	180	déc. 2025
S.F.I.G	2	6	100,00%	94	(85)	-	-	1	2	-	déc. 2025
Sopranor	-	1	100,00%	245	(244)	-	-	-	-	-	déc. 2025
Storengy SAS	2 733	307	100,00%	2 733	-	-	-	80	258	286	déc. 2025
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	-	-	48,20%	145	(145)	-	-	-	-	-	déc. 2024

En millions d'euros Raison sociale	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus Brut	 Provisions	Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2023	Date de clôture
B – RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LES AUTRES FILIALES OU PARTICIPATIONS											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises				15	(6)						
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)				9	-						
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises				1	-						
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)				3	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises				30	(7)	-					
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)											
TOTAL				**118 203**	**(18 454)**					**11 626**	

NOTE 6 STOCKS ET EN-COURS

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2024	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2025
Gaz naturel (y compris butane/propane)	1 126	1 509	(1 856)	779
Certificats d'économie d'énergie	157	1 883	(1 959)	81
Certificats de production de biométhane	-	11	-	11
Crédit carbone	-	4	-	4
Garanties de capacités [1]	799	147	(944)	1
Matières premières et autres approvisionnements	10			10
Garanties d'origine	5	36	(32)	9
Avances et acomptes versés sur commandes en cours [2]	75		(39)	36
TOTAL	**2 172**	**3 589**	**(4 792)**	**930**

(1) Depuis 2025, les stocks de garanties de capacités sont nettés des obligations.
(2) Les avances et acomptes versés sur commandes en cours étaient détaillées dans la note "Créances" jusqu'en 2024, antérieurement à l'entrée en application du Règlement ANC n° 2022-06.

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2025
Gaz naturel (y compris butane/propane)	-	-	-	-
Certificats d'économie d'énergie	-	-	-	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Certificats de production de biométhane	-	-	-	-
Crédit carbone	-	-	-	-
Matières premières et autres approvisionnements	10	-	-	10
Garanties d'origine	-	-	-	-
Avances et acomptes versés sur commandes en cours [2]	-			-
TOTAL	**10**	-	-	**10**

(1) Les avances et acomptes versés sur commandes en cours étaient détaillées dans la note "Créances" jusqu'en 2024, antérieurement à l'entrée en application du Règlement ANC n° 2022-06.

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2025	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2025	Valeurs nettes au 31 déc. 2024
Gaz naturel (y compris Butane/propane)	779	-	779	1 126
Certificats d'économie d'énergie	81	-	81	157
Certificats de production de biométhane	11	-	11	-
Crédit carbone	4	-	4	-
Garanties de capacités (1)	1	-	1	799
Matières premières et autres approvisionnements	10	(10)	-	-
Garanties d'origine	9	-	9	5
Avances et acomptes versés sur commandes en cours (2)	36	-	36	75
TOTAL	**930**	**(10)**	**920**	**2 162**

(1) Depuis 2025, les stocks de garanties de capacités sont nettés des obligations.
(2) Les avances et acomptes versés sur commandes en cours étaient détaillées dans la note "Créances" jusqu'en 2024, antérieurement à l'entrée en application du Règlement ANC n° 2022-06.

6.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2025 est en diminution de 347 millions d'euros par rapport à fin décembre 2024.

Cette diminution s'explique principalement par une baisse conjointe des prix moyens et quantités en stock entre décembre 2024 et décembre 2025.

6.2 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, dits *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 au nombre 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, lequel a :
  - introduit une évolution graduée des seuils de franchise pour l'électricité et le gaz au cours de la période, afin d'étendre l'obligation à plus de fournisseurs et d'éviter une 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 KWh cumulé actualisé est rapporté au volume d'énergie vendu ou mis à la consommation ;
- le décret n° 2022-1368 du 27 octobre 2022, lequel 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 s'élève à 3 100 TWhc, contre 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 :

- 0,485 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,422 kWh cumac/kWh vendu en 2022) ;
- 0,478 kWh cumac/kWh vendu pour l'électricité depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,416 kWh cumac/kWh vendu en 2022).

En complément de l'obligation *classique*, l'obligation *précarité* est déterminée en appliquant au volume d'obligations *classiques* le coefficient de proportionnalité égal à 0,620 depuis 2023 et pour les années suivantes (contre 0,412 en 2022).

6.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

À partir de 2025, les stocks de garanties de capacité sont nettés avec les obligations.

6.4 Crédit carbone

ENGIE SA finance le projet SPRUCE dans l'objectif des besoins *Net Zero Carbon* du Groupe.

Ce projet est certifié par le gouvernement britannique et contribue à l'ambition globale de reforester le Royaume-Uni (*Woodland Carbon Code* – WCC). Il prévoit la plantation de 1 100 hectares pour 200 000 crédits carbone répartis en 25 sous-projets.

6.5 Certificats de production de biométhane

Au 1er janvier 2026, la France met en place un nouveau dispositif de soutien à la production de biométhane : les Certificats de Production de Biométhane (CPB).

NOTE 7 CRÉANCES

7.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2025	Degré de liquidité		
		À fin 2026	De 2027 à 2030	2031 et au-delà
Immobilisations financières	**566**	**503**	-	**63**
Créances rattachées à des participations	503	503	-	-
Prêts	17	-	-	17
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	46	-	-	46
Créances	**15 810**	**13 899**	**1 872**	**39**
Créances clients et comptes rattachés [1]	6 656	4 817	1 839	-
Autres créances :				
Comptes courants des filiales	1 898	1 898	-	-
Autres créances d'exploitation [2]	1 060	1 060	-	-
Autres créances	6 012	5 940	33	39
Charges constatées d'avance	184	184	-	-
TOTAL	**16 376**	**14 402**	**1 872**	**102**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 1 349 millions d'euros TTC au 31 décembre 2025 contre 1 541 millions d'euros TTC au 31 décembre 2024.

(2) Dont 22 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.

7.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2025
Immobilisations financières					
Créances rattachées à des participations	-	-	-	-	-
Prêts	10	-	-	-	10
Créances					
Créances clients et comptes rattachés	1 182	1 053	(418)	-	1 817
Autres créances	4	1	(1)	-	4
TOTAL	**1 196**	**1 054**	**(419)**	-	**1 831**

NOTE 8 VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2025	Dépréciations au 31 déc. 2025	Valeurs nettes au 31 déc. 2025	Valeurs nettes au 31 déc. 2024
Actions propres	48	-	48	122
OPCVM	3 284		3 284	2 957
Dépôt à terme	1 359	-	1 359	1 532
TOTAL VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT	**4 690**	-	**4 690**	**4 611**

La valeur des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2025 est de 48 millions d'euros, et ne fait pas l'objet de dépréciation, tous les titres d'autocontrôle en stock étant affectés à un plan.

Ces titres sont valorisés au cours du jour de décision d'attribution (Conseil d'Administration) du plan auquel ils sont affectés et sont conservés jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable. Ils font l'objet d'une provision constatée au passif pour un montant correspondant à l'étalement de la charge sur la période d'acquisition (cf. Note 11.1.2).

Les OPCVM inscrits à l'actif pour une valeur nette de 3 284 millions d'euros ont une valeur de marché de 3 351 millions d'euros au 31 décembre 2025.

NOTE 9 PRIMES DE REMBOURSEMENT DES EMPRUNTS ET ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2025
Primes de remboursement des emprunts	194	48	(25)	216
Frais d'émission d'emprunts à étaler	61	20	(12)	69
TOTAL PRIMES DE REMBOURSEMENT DES EMPRUNTS	**255**	**68**	**(37)**	**285**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ET DIFFÉRENCES D'ÉVALUATION – ACTIF	**454**	**44**	**(215)**	**283**

Primes de remboursement des emprunts

Les primes de remboursement des emprunts comprennent les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler.

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 10 CAPITAUX PROPRES

10.1 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**

Les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité au cours de l'exercice ont consisté en des acquisitions cumulées de 30 610 328 actions et des cessions cumulées de 30 610 328 actions ayant généré une plus-value nette de 299 286,54 euros. Au 31 décembre 2025, 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 10.3), ENGIE SA détient 3 347 486 actions propres au 31 décembre 2025.

10.2 Évolution des capitaux propres

CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	**29 371**
Dividendes 2024 versés	(3 634)
Provisions réglementées – Subventions investissements	14
Link 2025	(6)
Résultat	1 793
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2025	**27 537**

ENGIE SA a versé en 2025 :

- au titre de l'exercice 2024, un dividende de 1,48 euro par action pour un montant total de 3 596,70 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 7,52 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,148 euro par action pour un montant total de 37,65 millions d'euros.

10.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction à des conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2025, ENGIE SA a attribué 5 034 767 actions gratuites à certains salariés du groupe ENGIE.

En 2025, ENGIE SA a livré 4 361 137 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turnover, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 16 226 144 actions au 31 décembre 2025.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2025, le nombre d'actions affectées à la couverture des obligations d'ENGIE SA d'attribution d'actions gratuites est de 3 347 486 au 31 décembre 2025, pour un montant total de 48 millions d'euros, net de provision. La valeur de marché ressort à 75 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2025	2024
ACTIONS GRATUITES ATTRIBUÉES					
Plan ENGIE 17 décembre 2019					1,75
Plan ENGIE 26 février 2020					
Plan ENGIE 17 décembre 2020	177 793	145 000	12,670	2,15	51,90
Plan ENGIE 25 février 2021					1,62
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 640 229	3 628 842	13,000	47,90	(16,65)
Plan ENGIE 14 février 2022	204 579	193 020	14,298	2,74	1,76
Plan ENGIE 20 avril 2022	120 000	108 000	12,078	1,35	(0,50)
Plan ENGIE 8 décembre 2022	4 372 289	3 000	14,292	(19,51)	(18,33)
Plan LINK Abondement 22 décembre 2022	228 935	42	13,614	(0,62)	(0,63)
Plan ENGIE 20 février 2023	676 341	280 583	14,250	1,70	(3,46)
Plan ENGIE 30 avril 2024	5 478 644	2 650	16,270	(31,41)	(18,22)
Plan ENGIE 30 avril 2025	5 034 767	-	16,520	(25,32)	
TOTAL	**20 933 576**	**4 361 137**		**(21,04)**	**(0,76)**

NOTE 11 PROVISIONS

11.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2025
Provisions pour reconstitution des sites (Note 11.1.1)	262	72	(7)	-	327
Provisions relatives au personnel (Note 11.1.2)	205	85	(56)	(9)	224
Provisions pour impôts (Note 11.1.3)	24	21			45
Provisions pour intégration fiscale (Note 11.1.4)	938	134	(70)	(39)	963
Garantie sur cessions	34	-	(3)	-	31
Risques sur filiales (Note 11.1.5)	702	27	(676)	-	53
Autres provisions pour risques et charges (Note 11.1.5)	1 331	1 381	(1 459)	-	1 253
TOTAL	**3 496**	**1 720**	**(2 271)**	**(48)**	**2 896**

11.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2025 s'élèvent à 327 millions d'euros contre 262 millions d'euros en 2024 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2025
Provisions pour reconstitution des sites	255	72	(7)	-	320
Provisions pour remise en état des sites	5	-	-	-	5
Provision pour remise en état des installations	2		-	-	2
TOTAL	**262**	**72**	**(7)**	-	**327**

La provision pour reconstitution des sites de 327 millions d'euros au 31 décembre 2025 couvre les coûts de remise en état des sites d'anciennes usines à gaz (AUG) pour 325 millions d'euros, et des coûts de remise en état d'installation liés à l'arrêt d'un projet de recherche pour 2 millions d'euros.

Elle se décompose comme suit :

- dépollution des sols des sites TerraNova pour 246 millions d'euros ;
- dépollution des sols des sites AUG NextGEN en cours de cession pour 37 millions d'euros ;
- contentieux des sites AUG pour 30 millions d'euros ;
- remise en état d'installation pour 2 millions d'euros ;
- remise en état des sites AUG en cours de cessions pour 5 millions d'euros ;
- provision pour clause de retour pour 6 millions d'euros.

11.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2025, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 3 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 10 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 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 79 millions d'euros au 31 décembre 2025. 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 15 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2025, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 142 millions d'euros, contre 121 millions d'euros au 31 décembre 2024. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 2 millions d'euros contre 1 million d'euros au 31 décembre 2024.

En 2025, ENGIE SA a constaté une dotation de 79 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 58 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.

11.1.3 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 26 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 21 millions d'euros au 31 décembre 2024. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL pour 21 millions d'euros. La société a été redressée par l'administration fiscale au titre de l'impôt sur les sociétés des exercices contrôlés 2019 à 2022 pour 5 millions d'euros. Une nouvelle dotation a donc été comptabilisée pour ce montant au 31 décembre 2025.

Dans le cadre de la cession des sociétés EQUANS à Bouygues le 22 octobre 2022, et au terme de la convention de sortie signée avec les sociétés françaises EQUANS anciennement membres du groupe fiscal, ENGIE SA supporte intégralement les redressements notifiés par l'administration fiscale auxdites sociétés. Une provision pour risque fiscal avait été constatée pour 2,9 millions d'euros au 31 décembre 2024. Celle-ci a fait l'objet d'une dotation complémentaire en 2025 pour 3 millions d'euros portant ainsi son solde à 6 millions d'euros.

Une provision pour IS liée à ENGIE Digital a également été constatée à hauteur 13 millions d'euros.

11.1.4 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 2025, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 134 millions d'euros et repris un montant de 68 millions d'euros, conduisant à un solde de 781 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 a par conséquent été neutre fiscalement. Pour autant, GRDF 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. 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 2025, 41 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 2024 était de 50 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 963 millions d'euros dont 182 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

11.1.5 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 provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2025 s'élèvent à 1 253 millions d'euros, contre 1 331 millions d'euros en 2024, et sont constituées des montants suivants :

- 659 millions d'euros relatifs aux contrats déficitaires :
  - 239 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 futurs attendus,
  - 359 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,
  - 61 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondant également depuis 2020 aux critères de contrats déficitaires ;
- 322 millions d'euros d'autres risques, dont l'essentiel provient de la provision pour juste valeur de marché négative des commodités pour 312 millions d'euros ;
- 12 millions d'euros de risques de taux ;
- 42 millions d'euros de litiges ;
- 98 millions d'euros de restructuration, dont 65 millions d'euros au titre de la provision liée au projet de réorganisation et 9 millions au titre de la provision pour T2 ;
- 53 millions d'euros de risques de perte de change ;
- 52 millions d'euros pour litiges avec le personnel ;
- 12 millions d'euros pour redressements fiscaux ;
- 3 millions d'euros de charges diverses dont l'essentiel provient de la provision engagement clientèle.

La provision pour risques filiales s'élève à 53 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 702 millions d'euros au 31 décembre 2024, principalement en lien avec la reprise sur la provision ENGIE New Business (sans impact sur le résultat net compte tenu de la dépréciation comptabilisée en 2025).

11.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2025
Provisions réglementées	**1 153**	**562**	**(546)**	-	**1 169**
Amortissements dérogatoires	697	562	(546)	-	713
Provision pour hausse de prix	456			-	456
Provision pour investissement	-		-		-
Subventions d'investissement	**21**		**(2)**	-	**19**
TOTAL	**1 174**	**562**	**(548)**	-	**1 188**

NOTE 12 DETTES FINANCIÈRES

12.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2025	Au 31 déc. 2024
Emprunts		
Emprunts obligataires hybrides	4 390	4 038
Autres emprunts obligataires	31 842	31 560
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	2 520	986
Emprunts et dettes financières diverses		
Autres (billets de trésorerie…)	5 706	5 002
Dettes rattachées à des participations	22 235	4 500
Dépôts reçus de la clientèle	35	46
Dépôts reçus sur dérivés	-	-
Part courue des charges d'intérêts	656	650
Soldes créditeurs de banques	33	24
Divers	2	3
TOTAL	**67 420**	**46 810**

L'augmentation de 20 610 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- l'augmentation de 282 millions d'euros d'emprunts obligataires correspondant pour 1 724 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2025 compensées par des arrivées à échéance pour 1 023 millions d'euros ;
- l'augmentation de 352 millions d'euros d'emprunts obligataires convertibles correspondant pour 1 000 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2025 compensées par des arrivées à échéance pour 648 millions d'euros ;
- une augmentation des autres emprunts et dettes pour 1 540 millions d'euros correspondant pour 1 834 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2025 compensées par des arrivées à échéance pour 276 millions d'euros ;
- une augmentation des billets de trésorerie pour 699 millions d'euros s'expliquant par une augmentation de l'en-cours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 1 349 millions d'euros compensée par une baisse de l'en-cours des *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) pour 645 millions d'euros ;
- une augmentation de l'emprunt Groupe pour 17 735 millions d'euros liés principalement au financement de la restructuration des titres de participation ENGIE UK and ENGIE Invest International dans le cadre du *closing* de la transaction sur le nucléaire belge, titres précédemment détenus par Electrabel.

Les comptes courants filiales et d'intégration fiscale étaient parties intégrantes des dettes financières en 2024, reclassées en autres dettes (cf. Règlement2) en application du Règlement ANC n° 2022-06 entré en application au 1er janvier 2025.

12.2 Échéancier des dettes

En millions d'euros	Au 31 déc. 2025	Degré d'exigibilité		
		À fin 2026	De 2027 à 2030	2031 et au-delà
Dettes financières	**67 420**	**23 748**	**15 933**	**27 739**
Emprunts obligataires hybrides	4 390	-	1 650	2 740
Emprunts obligataires	31 842	2 596	10 815	18 431
Autres emprunts	8 227	5 758	898	1 571
Dettes rattachées à des participations	22 235	14 668	2 570	4 997
Comptes courants filiales	-	-	-	-
Autres dettes financières	726	726	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**14 339**	**14 339**	-	-
Dettes fiscales et sociales	**1 232**	**1 232**	-	-
Autres dettes	**8 904**	**8 904**	-	-
Avances clients et comptes rattachés	1 430	1 430	-	-
Autres	4 484	4 484	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**60**	**60**	-	-
TOTAL	**91 955**	**48 283**	**15 933**	**27 739**

12.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2025	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
ÉMISSIONS PUBLIQUES					
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	705	07/2021	07/2031	1,875%	Paris
En millions d'euros	800	06/2024	03/2030	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 035	06/2024	03/2033	5,125%	Paris
En millions d'euros	500	10/2025	01/2032	4,000%	Paris
En millions d'euros	500	10/2025	01/2035	4,5%	Paris

12.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2025	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
ÉMISSIONS PUBLIQUES					
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	1 100	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	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	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	850	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris

	Au 31 déc. 2025	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
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	1 000	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	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	750	10/2021	10/2036	1,000%	Paris
En millions d'euros	650	09/2022	09/2029	3,500%	Paris
En millions d'euros	1 175	01/2023	01/2035	4,000%	Paris
En millions d'euros	750	01/2023	01/2043	4,250%	Paris
En millions d'euros	1 100	01/2023	01/2030	3,625%	Paris
En millions de livres sterling	650	04/2023	04/2053	5,625%	Paris
En millions de francs suisses	190	07/2023	01/2027	2,340%	SIX
En millions de francs suisses	225	07/2023	07/2031	2,490%	SIX
en millions d'euros	500	09/2023	09/2027	3,750%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	01/2031	3,875%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	09/2034	4,250%	Paris
En millions d'euros	900	09/2023	09/2042	4,500%	Paris
En millions d'euros	600	12/2023	12/2026	3,625%	Paris
En millions d'euros	900	12/2023	12/2033	3,875%	Paris
En millions d'euros	600	03/2024	03/2031	3,625%	Paris
En millions d'euros	800	03/2024	03/2036	3,875%	Paris
En millions d'euros	600	03/2024	03/2044	4,250%	Paris
En millions de dollars américains	750	04/2024	04/2029	5,250%	Luxembourg
En millions de dollars américains	750	04/2024	04/2034	5,625%	Luxembourg
En millions de dollars américains	500	04/2024	04/2054	5,875%	Luxembourg
En millions de livres sterling	500	10/2024	10/2050	5,750%	Paris
En millions de francs suisses	100	04/2025	04/2029	1,205%	SIX
En millions de francs suisses	200	04/2025	04/2033	1,655%	SIX
en millions d'euros	500	09/2025	01/2032	3,250%	Paris
en millions d'euros	700	09/2025	09/2037	3,875%	Paris
PLACEMENTS PRIVÉS					
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	100	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 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 d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	0,000%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune

12.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2025, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 4 047 millions d'euros de *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) et 1 658 millions d'euros (contrevaleur de 1 948 millions de dollars américains) de *United States Commercial Paper* (USCP). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'en-cours de lignes de crédit non revolving utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 2 007 millions d'euros.

Deux emprunts ont été contractés en 2025 pour un total de 500 millions d'euros.

Dans le cadre du besoin de financement de l'opération Phoenix, de nouveaux emprunts Groupe ont été contractés en 2025 : 3 223 millions d'euros auprès d'Electrabel, ENGIE Energy Management pour 2 000 millions d'euros, 750 millions d'euros auprès d'ENGIE CC, 5 212 millions d'euros auprès d'ENGIE Treasury Management, 2 550 millions d'euros auprès d'ENGIE Invest International et 4 000 millions d'euros auprès d'ENGIE Finance.

12.2.4 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.

12.3 Répartition de la dette par taux et par devise

12.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
À taux variable				
Emprunts obligataires	9 582	9 204	75	75
Dettes rattachées à des participations	22 235	4 500	22 235	4 500
Autres emprunts	4 430	4 343	4 430	4 564
Comptes courants des filiales	3 223	2 562	3 223	2 562
Autres dettes financières				
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	4 390	4 038	4 390	4 038
Emprunts obligataires	22 260	22 356	31 767	31 485
Dettes rattachées à des participations				
Autres emprunts	3 797	1 645	3 797	1 424
Autres dettes financières	726	723	726	723
TOTAL	**70 643**	**49 371**	**70 643**	**49 371**

12.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**	**31 déc. 2025**	**31 déc. 2024**
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	4 390	4 038	4 390	4 038
Emprunts obligataires	25 878	31 560	25 878	25 425
Dettes rattachées à des participations	22 235	4 500	22 235	4 500
Autres emprunts	6 203	5 988	6 203	5 458
Comptes courants des filiales	3 007	2 015	3 007	2 015
Autres dettes financières	724	720	724	720
En devises				
Emprunts obligataires hybrides		-		
Emprunts obligataires	5 964		5 964	6 135
Dettes rattachées à des participations		-		
Autres emprunts	2 024	-	2 024	530
Comptes courants des filiales	216	547	216	547
Autres dettes financières	2	3	2	3
TOTAL	**70 643**	**49 371**	**70 643**	**49 371**

NOTE 13 ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF

En millions d'euros	Au 31 déc. 2024	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2025
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**258**	**412**	**(1)**	**669**

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 14 RÉSULTAT D'EXPLOITATION

14.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Ventes d'énergie		
• en France	18 930	18 264
• à l'étranger	10 524	17 444
Travaux, études et prestations de services	4 491	3 961
Produits des activités annexes et autres ventes	1 133	1 136
TOTAL	**35 078**	**40 805**

La baisse du chiffre d'affaires est principalement le résultat de la normalisation des marchés ainsi que d'une diminution des volumes.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	17 912	18 667
• Électricité	11 542	17 041
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	4 491	3 961
• Produits des activités annexes et autres ventes	1 133	1 136
TOTAL	**35 078**	**40 805**

Au 31 décembre 2025, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 380 millions d'euros.

14.2 Honoraires des Commissaires aux comptes

En application de l'article 222-8 du Règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

En millions d'euros	Deloitte & Associés	EY	2025
Honoraires afférents à la certification des comptes	**(4)**	**(5)**	**(9)**
Honoraires afférents aux services autres que la certification des comptes	-	-	
dont missions requises par des textes légaux et réglementaires			
dont autres missions d'audit			
dont prestations de revue de contrôle interne			
dont prestations de due diligence			
dont prestations fiscales			
TOTAL	**(4)**	**(5)**	**(9)**

14.3 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2024	Variation	31 déc. 2025
Exécution	189	4	193
Maîtrise	1 268	(18)	1 250
Cadre	2 347	(33)	2 314
TOTAL	**3 804**	**(47)**	**3 757**

L'effectif moyen au 31 décembre 2025 s'élève à 3 757 contre 3 804 en 2024.

Le poste "Charges de personnel" se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Salaires	(277)	(284)
Cotisations sociales	(132)	(127)
Intéressement	(18)	(17)
Autres charges salariales	(117)	(137)
TOTAL	**(545)**	**(565)**

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.

14.4 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	-
Provision pour reconstitution de sites	65	47
Autres provisions pour charges	(1)	(5)
Autres provisions pour risques	55	(569)
TOTAL	**119**	**(527)**

Les dotations nettes aux provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 173,8 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 2,3 millions d'euros ;
- dotation nette à la provision pour risque de redressement fiscal pour 2,5 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour risques pour 155,7 millions d'euros dont principalement la provision pour moins-value latente (juste valeur négative des instruments financiers dérivés) sur commodités pour 155,3 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges commerciaux pour 26,1 millions d'euros ;
- reprise nette de provision pour garantie de passif de 2,2 millions d'euros ;
- dotation nette de provision pour restructuration de 45 millions d'euros ;
- dotation nette à la provision pour reconstitution des sites pour 64,7 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour charges diverses pour 1 million d'euros.

14.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent les produits de subvention au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes aux tarifs de gaz et d'électricité.

NOTE 15 RÉSULTAT FINANCIER

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(2 806)	1 091	(1 715)	(1 209)
Revenus des créances rattachées à des participations	-	-	-	-
Résultat de change	(602)	661	59	80
Dividendes reçus	-	11 629	11 629	1 966
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(10 117)	1 265	(8 853)	(183)
Résultat net sur cession d'immobilisations financières	(713)	914	201	-
TOTAL	**(14 238)**	**15 561**	**1 322**	**654**

NOTE 16 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

	Total	
En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Total produits exceptionnels	564	4 870
Total charges exceptionnelles	(579)	(2 243)
TOTAL [(1)]	**(15)**	**2 627**

(1) Le résultat exceptionnel 2024 intègre les dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations. En 2025, ces effets sont dorénavant comptabilisés en résultat financier.

En application du Règlement ANC n° 2022-06 relatif à la modernisation des états financiers, le résultat exceptionnel se compose désormais des produits et charges directement liés à un événement majeur et inhabituel.

Les provisions réglementées (provision pour hausse des prix, amortissements dérogatoires notamment) constituent des charges non courantes dues à la réglementation fiscale (application de textes particuliers de niveau supérieur) et restent en ce sens classées en exceptionnel.

NOTE 17 SITUATION FISCALE

17.1 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.

17.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2025 est de 25,82%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2025			2024		
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	1 349		1 349	1 421		1 421
• résultat exceptionnel	(15)		(15)	2 627		2 627
Charge/produit d'impôt (impôt dû par les filles/ provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**459**	**459**		**412**	**412**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice incluant les contributions des filiales intégrées fiscalement		499		378		
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés (à hauteur des déficits des filiales intégrées fiscalement)		(46)		38		
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2024/2023)		6		(4)		
TOTAL	**1 334**	**459**	**1 793**	**4 048**	**412**	**4 460**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt.*

En 2025 comme en 2024, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal de l'intégration fiscale et 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 458,9 millions d'euros en 2025, contre 412,3 millions d'euros en 2024, et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 498,7 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 378,2 millions d'euros en 2024. 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 563,9 millions d'euros contre 440,9 millions d'euros en 2024,
  - la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré de 65,2 millions d'euros en 2025 contre un produit d'IS de 62,6 millions d'euros en 2024 ;
- une dotation nette de provision pour impôt de 46 millions d'euros en 2025, contre un produit net de 37,9 millions d'euros en 2024, intégrant notamment :
  - 66,5 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 11,2 millions d'euros de dotation nette en 2024,
  - 41,4 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, contre 50,6 millions d'euros en 2024,
  - 20,9 millions d'euros de dotation nette pour risques fiscaux contre une dotation de 1,4 million d'euros en 2024 ;
- divers autres produits d'impôts pour 6,2 millions d'euros en 2025 contre une charge de 3,8 millions d'euros en 2024 s'articulant comme suit :
  - 3,5 millions de produit lié à l'ajustement du stock CIR contre un produit de 3,8 millions d'euros en 2024,
  - 7,3 millions de produits d'impôts liés à des dégrèvements fiscaux obtenus contre une charge de 3,4 millions d'euros en 2024,
  - 4,6 millions d'euros de charge liée à l'impôt de l'exercice antérieur contre une charge de 4,2 millions d'euros en 2024 au titre de Pilier 2.

17.3 Crédits d'impôts

En millions d'euros	2025	2024
Crédit d'impôt recherche	**2**	**14**
Autres crédits d'impôts		
• dont à préciser		
• dont à préciser		
TOTAL	**2**	**14**

17.4 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.

	2025	2024
En millions d'euros	**25,82%**	**25,82%**
Année de retournement	**2026 et +**	**2025 et +**
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	271	422
• Produits comptabilisés non imposés	38	51
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 088	1 893
• Produits imposés non comptabilisés	737	383
Base fiscale différée nette	**1 516**	**1 803**
• Effet théorique d'imposition différée	391	466

NOTE 18 ENGAGEMENTS HORS BILAN (SAUF ENGAGEMENTS SOCIAUX)

18.1 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.

18.1.1 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 15 025 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 4 500 millions d'euros et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance septembre et décembre 2028. Au 31 décembre 2025, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 2 007 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 1 948 millions de dollars américains (soit 1 658 millions d'euros) au 31 décembre 2025, et NEU CP pour un montant 4 047 millions d'euros au 31 décembre 2025.

18.1.2 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 du Groupe par le *middle-office*.

18.1.3 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. 2025						
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. 2024**
***Swap* de taux d'intérêt receveur EUR**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	2 385	5 654	3 504	4 976	16 519	1 204	12 889
Payeur taux fixe/receveur taux fixe				299	299		
Payeur taux variable/receveur taux fixe	3 467	4 555	6 379	7 360	21 761	(975)	24 867
Payeur taux variable/receveur taux variable	50	500	-	600	1 150	14	650
TOTAL	**5 902**	**10 709**	**9 883**	**13 235**	**39 729**	**243**	**38 406**
***Swap* de taux d'intérêt receveur USD**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	649	778	-	89	1 516	12	1 283
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	480	426	-	906	(18)	1 925
TOTAL	**649**	**1 258**	**426**	**89**	**2 422**	**(6)**	**3 208**
***Swap* de taux d'intérêt receveur GBP**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	287	-	-	287	(3)	
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	-	573	573	(44)	302
TOTAL	-	**287**	-	**573**	**860**	**(47)**	**302**
TOTAL	**6 551**	**12 254**	**10 309**	**13 897**	**43 011**	**190**	**41 916**

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2025						Notionnel au 31 déc. 2024
	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	
***Swap* de devises receveur GBP**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		638		2 031	2 669	(391)	2 669
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
TOTAL	-	**638**	-	**2 031**	**2 669**	**(391)**	**2 669**
***Swap* de devises receveur EUR**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	1 902	2 851	-	4 753	100	
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		
TOTAL	-	**1 902**	**2 851**	-	**4 753**	**100**	-
***Swap* de devises receveur CHF**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	105	440	-	545	28	231
Payeur taux variable/receveur taux fixe		195	-		195	17	195
TOTAL	-	**300**	**440**	-	**740**	**45**	**426**
***Swap* de devises receveur USD**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		266	331		597	(53)	597
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-				-	-	-
TOTAL	-	**266**	**331**	-	**597**	**(53)**	**597**
***Swap* de devises receveur NOK**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe					-		
TOTAL	-	-	-	-	-	-	-
***Swap* de devises receveur AUD**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			54	-	54	(4)	129
TOTAL	-	-	**54**	-	**54**	**(4)**	**129**
***Swap* de devises receveur HKD**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	98	153	-	251	9	251
TOTAL	-	**98**	**153**	-	**251**	**9**	**251**
***Swap* de devises receveur CNH**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	384	-	-	384	(19)	216
TOTAL	-	**384**	-	-	**384**	**(19)**	**216**
TOTAL	-	**3 588**	**3 829**	**2 031**	**9 448**	**(313)**	**4 288**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2025 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 1 328 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 dollars (permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains) pour un nominal de 1 802 millions de dollars au 31 décembre 2025 correspondant à 2 117 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux de refinancement d'une partie de sa dette au niveau Groupe, ENGIE SA a un portefeuille de précouvertures de taux d'intérêt à termes débutant en 2024 avec une maturité en 2034.

18.1.4 Risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le Comité de Direction du Groupe. Aux bornes d'ENGIE SA, on distingue trois sources principales de risque de change :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes : il 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 : il 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 2025, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2025 Par échéance					
Contrats à terme	**2026**	**2027**	**2028 et au-delà**	**Contrevaleur au 31 déc. 2025**	**Différentiel de change au 31 déc. 2025**	**Engagement part fixe au 31 déc. 2024**
POSITION ACHETEUR						
Devise AUD	86	78		164	(1)	158
Devise CAD				-		-
Devise CHF				-		-
Devise CNH				-		-
Devise GBP				-		44
Devise NZD				-		-
Devise PLN				-		-
Devise USD	2 398	304		2 702	6	1 147
Devise ZAR				-		36
POSITION VENDEUR						
Devise AUD	10			10		5
Devise CAD				-		-
Devise CHF				-		-
Devise CNH				-		-
Devise GBP	100			100		159
Devise NZD				-		-
Devise PLN				-		-
Devise USD	1 750	613		2 363	(120)	4 800
Devise ZAR				-		36

18.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2025	Échéance		
		À fin 2026	De 2027 à 2030	2031 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	307	88	219	
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	6 877	1 852	1 350	3 675
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	-			
Garanties cautions et avals aux filiales	8 976	639	1 526	6 811
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS				
Garanties sur convention de cessions d'activités	3 684	3 405		279
Engagements de location simple	587	50	187	350
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 7 184 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Les engagements de financement, d'un montant de 8 976 millions, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 3 684 millions d'euros, portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de 25% de NaTran à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG). ENGIE SA s'est engagé à garantir la SIG pendant 20 ans contre toute perte qu'elle pourrait subir du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par NaTran. Inexactitude qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de NaTran, 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 dans le capital de NaTran en juillet 2011 ;
- 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 2 681 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 723 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de Culturespaces le 14 janvier 2022 à échéance le 30 mars 2026, pour un montant total de 0,9 million d'euros ;
- d'EQUANS à Bouygues pour certaines déclarations fondamentales et fiscales dont l'échéance est au plus tard la période de prescription applicable, et pour un montant maximal de 112,5 millions d'euros pour une garantie spécifique sur certains contrats d'EQUANS.

Les engagements de location simple, pour 587 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 ont pour montants respectifs 511 millions et 26 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, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents autres sites de décharge, dont Went à échéance 2033, NWNT à échéance 2030, Tseung Kwan à échéance 2029 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 ;
- 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 chacun assorti d'une garantie d'ENGIE SA de bonne exécution, le dernier contrat étant à échéance 2025. Au 31 décembre 2025, il n'existe plus de contrat en vigueur. Cependant, les contrats ayant pris fin entre 2022 et 2025 restent concernés, par la prescription de la responsabilité contractuelle en droit administratif français, pour une durée de quatre ans. La nouvelle entité dénommée SUEZ a consenti en 2022 un engagement indemnisation relatif à ces contrats contre-garantissant ENGIE (à noter que le même engagement avait été consenti par l'ex-Suez Environnement en 2008).

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, les conséquences des contrats susvisés étant effectivement déjà contre-garantis. 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.

18.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2025	Échéance À fin 2026	de 2027 à 2030	2031 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	45	45		-
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	11 028	810	9 956	262
Sûretés personnelles reçues	-			
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-		-	-
AUTRES ENGAGEMENTS REÇUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	-			
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	86	55	28	3
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 septembre 2030 avec une réduction de l'engagement à 4 500 millions d'euros. 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 en décembre 2028.

Les engagements de location simple, pour 86 millions d'euros, correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

18.2 Engagements relatifs aux matières premières

18.2.1 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. 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.

ENGIE SA peut également souscrire des contrats d'achat et vente 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/moyen terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

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. ENGIE SA réalise la majeure partie de ces achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2025, les engagements d'ENGIE SA sont de 406 TWh d'achats fermes à moins d'un an, 935 TWh entre deux et cinq ans et de 1 094 TWh à plus de cinq ans.

Au 31 décembre 2025, les engagements d'ENGIE SA sont de 101 TWh de ventes fermes à moins d'un an, 252 TWh entre deux et cinq ans et 671 TWh à plus de cinq ans.

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 2025, les engagements d'ENGIE SA sont de 33 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 100 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

18.2.2 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 des contrats d'échange (*swaps*) à terme (*futures*) et des 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 destinée 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 les 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.

18.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2025 (en GWh par échéance)				Juste valeur au 31 déc. 2025	Notionnel au 31 déc. 2024
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	(en millions d'euros)	(en millions d'euros)	(en GWh)
SWAPS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	233 589,65	86 184,86	37 914,79	5 350,43	(1 316,49)	90 160,97
Produits pétroliers	32 033,71	13 627,20	-	96	(96)	8 273,55
Électricité	45 795,14	20 103,05	12 845,36	682	(526)	1 703,53
CER EUA – CO_2 (1)						
SWAPS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	(234 623,57)	(66 735,85)	(10 491,76)	(3 400,60)	1 018,93	(78 330,95)
Produits pétroliers	(17 751,72)	(13 627,20)	-	(91)	91	(3 010,76)
Électricité	(46 715,83)	(18 753,11)	(9 811,09)	(1 458,27)	712	(3 284,89)
CER EUA – CO_2 (1)						
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	236	(1)	-	(1)	1	461
Produits pétroliers						
Électricité						
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	(74)	-	-	(2)	(10)	(16 290,35)
Produits pétroliers						
Électricité						

(1) En kilos de quotas de CO_2.

18.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

18.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2025 (en GWh par échéance)				Juste valeur au 31 déc. 2025	Notionnel au 31 déc. 2024
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	(en millions d'euros)	(en millions d'euros)	(en GWh)
***FORWARD* (POSITION ACHETEUR)**						
Gaz naturel	335 470,23	117 923,94	49 611,68	15 487,25	(2 637,18)	724 137,24
Produits pétroliers						
Électricité	56 986,78	27 986,92	12 020,41	6 529,22	(1 650,71)	82 078,44
CER EUA – CO_2 (1)						
***FORWARD* (POSITION VENDEUR)**						
Gaz naturel	(319 181,94)	(99 916,56)	(60 999,71)	(14 740,26)	2 545,40	(678 916,70)
Produits pétroliers						
Électricité	(12 710,54)	(3 436,21)	(2 128,28)	(1 222,92)	321	(39 660,40)
CER EUA – CO_2 (1)						
OPTIONS (POSITION ACHETEUR)						
Gaz naturel	(1 464,79)	1 608,28	997	(35)	38	656
Produits pétroliers						
Électricité	2 698,95	1 129,27	-	(168)	153	26 840,68
OPTIONS (POSITION VENDEUR)						
Gaz naturel	14 014,29	3 919,06	-	61	(89)	
Produits pétroliers						
Électricité	(6 788,72)	(1 842,50)	22	(113)	80	(26 952,53)

(1) En kilo de quotas de CO_2.

18.3 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 19 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. 2025 (1)	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2025 (1)	Au 31 déc. 2024	Au 31 déc. 2025 (1)	Au 31 déc. 2024
Retraite	**1 416**	**1 550**	**203**	**215**	**1 619**	**1 765**
Régime	1 416	1 550	203	215	1 619	1 765
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**220**	**252**	**13**	**15**	**233**	**267**
Avantage en nature énergie et eau	151	173	2	3	153	176
Indemnités de fin de carrière	31	33			31	33
Indemnités de secours immédiat	27	34			27	34
Autres (2)	11	12	11	12	22	24
Autres engagements envers le personnel	**66**	**68**	**-**	**-**	**66**	**68**
Pensions d'invalidité et autres	60	62	-	-	60	62
Médailles du travail	6	6	-	-	6	6
TOTAL	**1 702**	**1 870**	**216**	**230**	**1 918**	**2 100**

(1) Dont 80 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 19.4).
(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	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**
Taux d'actualisation	4,43%	3,63%	4,40%	3,62%	3,98%	3,40%	4,27%	3,55%
Taux d'inflation	2,00%	1,98%	2,00%	1,98%	2,00%	1,98%	2,00%	1,98%
Durée résiduelle de service	19 ans	20 ans	19 ans	20 ans	19 ans	20 ans	19 ans	20 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-SUEZ	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**
Taux d'actualisation	3,61%	3,63%	-	-	-	-	3,61%	3,63%
Taux d'inflation	1,97%	2,02%	-	-	-	-	1,97%	2,02%
Durée résiduelle de service								

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Ex-Cie Financière	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**	**2025**	**2024**
Taux d'actualisation	3,61%	3,63%	-	-	-	-	3,61%	3,63%
Taux d'inflation	1,97%	2,02%	-	-	-	-	1,97%	2,02%
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 13%.

19.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements "droits spécifiques passés" de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Le régime spécial des IEG est fermé aux nouveaux entrants depuis le 1er septembre 2023.

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.

19.2 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.

19.2.1 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.

19.2.2 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.

19.2.3 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.

19.3 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	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À L'OUVERTURE	**1 550**	**1 536**	**251**	**274**	**69**	**68**	**216**	**222**	**14**	**14**	-	-	**2 100**	**2 114**
Impacts fusion et filialisations								-		-	-	-	-	-
Coût des services passés : modifications de régimes		-		-		-		-		-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	13	15	5	4	8	7		-		-	-	-	26	26
Charges d'intérêt sur obligation	54	53	9	10	2	2	7	7		1	-	-	72	73
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	(157)	(19)	(29)	(4)	(3)	-	(5)	3		1	-	-	(194)	(20)
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(14)	(20)	(8)	(21)	(3)	(4)		-		-	-	-	(25)	(44)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	51	65	3	3	4	4		-		-	-	-	58	71
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(76)	(78)	(11)	(15)	(10)	(8)	(14)	(16)	(2)	(2)	-	-	(113)	(118)
Impact réforme des retraites	(5)	-		-		-							(5)	-
Autres				-		-		-		-	-	-	-	-
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À LA CLÔTURE	**1 416**	**1 550**	**220**	**251**	**66**	**69**	**203**	**216**	**13**	**14**	-	-	**1 918**	**2 100**

19.4 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 2025, ENGIE SA a provisionné 80 millions d'euros, contre 83 millions d'euros en 2024, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 3 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	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À L'OUVERTURE (PROVISIONNÉE)			**10**	**10**	**69**	**68**	**4**	**4**	-		-	-	**83**	**82**
Impacts fusion et filialisations	-						-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	-		1	1	8	7	-	-	-	-	-	-	9	8
Charges d'intérêt sur obligation	-		-	-	2	2	-	-	-	-	-	-	2	2
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-		(1)	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-			-	(3)	(4)	-	-	-	-	-	-	(3)	(4)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-		1	1	4	4	-	-	-	-	-	-	5	5
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-		(1)	(2)	(10)	(8)	-	-	-	-	-	-	(11)	(10)
Impact réforme des retraites				-		-							-	
Autres	-	-				-	-	-	-	-	-	-	-	-
VALEUR ACTUALISÉE DE L'OBLIGATION À LA CLÔTURE (PROVISIONNÉE)	-		**10**	**10**	**66**	**69**	**4**	**4**	-	-	-	-	**80**	**83**

(1) En 2025, comme en 2024, 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 2025.
(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (47 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (11 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (6 millions d'euros).

19.5 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 2025 par ces fonds assurantiels pour un montant de 88 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 674 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 1 688 millions d'euros au 31 décembre 2024.

19.6 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	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE À L'OUVERTURE	**1 465**	**1 475**	**17**	**21**	-	-	**206**	**210**	-	-	-	-	**1 688**	**1 706**
Impacts fusion et filialisations		-		-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	52	52	1	1	-	-	7	7	-	-	-	-	60	60
Primes nettes de frais de gestion		-		-	-	-		-	-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	15	9		-	-	-	(1)	5	-	-	-	-	14	14
Prestations payées pour les actifs de couverture	(71)	(71)	(2)	(5)	-	-	(14)	(16)	-	-	-	-	(88)	(92)
Autres		-		-	-	-			-	-	-	-	-	-
JUSTE VALEUR DES ACTIFS DE COUVERTURE À LA CLÔTURE	**1 461**	**1 465**	**16**	**17**	-	-	**198**	**206**	-	-	-	-	**1 674**	**1 688**

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	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Rendement réel des actifs de couverture	**4,7%**	**4,2%**	**4,7%**	**4,2%**			**3,4%**	**3,1%**	-	-	-	-

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à 4,71% pour l'exercice 2025.

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 3,4% pour l'exercice 2025.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2025	2024	2025	2024
Placements actions	29%	31%	10%	10%
Placements obligataires	61%	60%	78%	78%
Autres (y compris monétaires)	10%	9%	12%	12%
	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 2025 s'élève à 4.7 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

19.7 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 2025 et 2024 pour 5 millions d'euros.

NOTE 20 LITIGES

20.1 GPE

ENGIE a initié au début du quatrième 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. Cette situation complexe a conduit chacune des parties à renoncer à leurs demandes d'ici la fin d'année 2026, l'arbitrage étant dans l'attente suspendu.

20.2 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal en impôt sur les sociétés de la cession Dailly sans recours de la créance litigieuse 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 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 en 2021. Le 14 avril 2023, le Conseil d'État a annulé l'arrêt de la Cour au motif que la créance cédée devait être qualifiée de remboursement anticipé d'impôt non déductible, indépendamment du fait que l'état n'ait pas autorisé son remboursement par l'établissement bancaire cessionnaire de la créance, et que le remboursement n'ait été que partiel. Le Conseil d'État a renvoyé l'affaire à la Cour administrative d'appel de Versailles pour trancher en fonction d'un mode opératoire qui revient à faire dépendre le traitement fiscal de la cession de créance litigieuse de 2005 de l'issue du contentieux précompte proprement dit.

Le 3 avril 2025, la Cour d'appel a statué en faveur d'ENGIE SA. La décision est devenue définitive et n'a pas d'impact sur les comptes 2025, les effets favorables ayant déjà été pris en compte dans les exercices précédents.

NOTE 21 ÉLÉMENTS RELATIFS AUX PARTIES LIÉES

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du Code de commerce en date du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2025 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2024. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 14 Administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 34,15% des droits de vote théoriques (ou 34,19% des droits de vote exerçables) contre 34,13% à fin décembre 2024.

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 de l'État au capital d'ENGIE, régie par le Code de l'énergie, confère un droit d'opposition limité à certaines décisions relatives aux infrastructures gazières en France, qui ne représentent qu'une part restreinte des actifs stratégiques du Groupe.

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 NaTran 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. Les TRV gaz ont pris fin 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 sont réduites depuis 2024 à la médecine du travail, la médecine Conseil et la gestion des tarifs particuliers. Un projet porté par les deux distributeurs vise à finaliser le démixtage de ces activités.

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 19 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 22 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 2025 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 30,6 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, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires, ont reçu une rémunération au titre de leur mandat. Le montant total est de 0,9 million d'euros pour l'exercice 2025, étant précisé que les Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ont perçu 85% de leur rémunération. Ce montant de 0,9 million d'euros inclut la part versée à l'État, soit 0,2 million d'euros, ce qui correspond au solde de 15% de la rémunération de ces derniers et à la rémunération attribuée à l'Administratrice représentante de l'État nommée par arrêté.

NOTE 23 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Le 25 février 2026, ENGIE S.A, par l'intermédiaire de sa filiale ENGIE Group Participations (EGP), a conclu un accord portant sur l'acquisition de 100% de UK Power Networks (UKPN), gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni. Cette société exploite trois licences de distribution d'électricité couvrant les régions de Londres, du Sud-Est et de l'Est de l'Angleterre et représentant un réseau total d'environ 192 000 km. UKPN distribue chaque année 71 TWh d'électricité auprès de 8,5 millions de clients.

La transaction s'opère sur la base d'une une valeur d'equity [(1)] de 10,5 milliards de livres sterling (12,1 milliards d'euros). La valeur d'entreprise [(1)] de la société (à 100%) s'élève à 15,8 milliards de livres sterling (18,2 milliards d'euros) correspondant, pour l'activité régulée, à un multiple d'environ 1,5x la Valeur d'Actifs Régulés (RAV) estimée à fin mars 2026 et un multiple d'EBITDA 2027 estimé à environ 10x, incluant la contribution additionnelle des actifs non régulés.

Le Groupe ENGIE prévoit de financer cette acquisition par une combinaison de dette et d'émissions hybrides pour environ 5 milliards d'euros, ainsi que par un programme de cessions d'actifs représentant environ 4 milliards d'euros d'ici 2028.

Le Groupe prévoit également de lever jusqu'à 3 milliards d'euros de capitaux propres via un placement accéléré (*Accelerated Bookbuilding - ABB*).

(1) En date de locked box, i.e. 31 mars 2025.

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 du commerce.

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

	% au 31 déc. 2024	% au 31 déc. 2025	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
Clerival	100,00%	0,00%	x		4 450 000,00	Supports juridiques de gestion de patrimoine mobilier
ENGIE Rassembleur d'Énergies	100,00%	0,00%		x	50 000 000,00	Fonds de placement et entités financières
SI Finance	100,00%	0,00%		x	13 862 659,88	Fonds de placement et entités financières
Participations (2)						
Dunkerque Terminal D.A.	35,00%	0,00%		x	21 131 508,60	Activités de soutien à l'extraction d'hydrocarbures
GazTransport et Technigaz	5,05%	0,00%		x	1 135 974,08	Ingénierie, études techniques
Fond Équipe de France	11,11%	0,00%		x	13 146 363	Fonds de placement et entités financières

(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. 2024	% au 31 déc. 2025	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales (1)						
International Power Ltd.	0,00%	100,00%	X		21 005 629 275,00	Production, Stockage, Transport et commercialisation d'énergies
ENGIE Invest International S.A.	0,00%	98,00%	X		27 040 465 512,72	Conseil pour les affaires et gestion
Terra Nova 1	0,00%	100,00%	X		5 000,00	Coquille
Terra Nova 2	0,00%	100,00%	X		5 000,00	Coquille
Terra Nova 3	0,00%	100,00%	X		5 000,00	Coquille
ENGIE Investissements 92	0,00%	100,00%	X		40 000,00	Coquille
ENGIE Investissements 94	0,00%	100,00%	X		40 000,00	Coquille
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

	2025	2024	2023	2022	2021
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	35 078	40 805	54 149	68 500	36 224
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	11 172	1 514	169	4 148	659
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(459)	(412)	(247)	(321)	(474)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 793	4 460	500	1 697	1 780
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	3 288	3 604	3 482	3 409	2 070
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	4,78	0,79	0,17	1,84	0,47
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,74	1,83	0,21	0,70	0,73
Dividende versé par action [1]	1,35	1,48	1,43	1,40	0,85
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	3 757	3 804	3 974	4 135	4 294
Montant de la masse salariale de l'exercice	277	284	297	292	277
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	267	281	234	210	229

(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 2025 de verser un dividende unitaire de 1,35 euro par action, soit un montant total de 3 288 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2025. Ce dividende unitaire proposé de 1,35 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2025 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 2025

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 annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2025, 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 2025 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.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1 « Règles et méthodes comptables » et 2 « Impacts du Règlement ANC n°2022-06 relatif à la modernisation des états financiers » de l'annexe des comptes annuels qui exposent les incidences liées au changement de méthode comptable relatif à la première application du règlement ANC n° 2022-06.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 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.

Evaluation des titres de participation

(Notes 1 « Règles et méthodes comptables » et 5 « Immobilisations financières » de l'annexe des comptes annuels).

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2025, les titres de participation s'élèvent à 118,2 milliards d'euros en valeurs brutes et à 99,7 milliards d'euros en valeurs nettes. Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. 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,	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations de la valeur 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 la cohérence des calculs effectués par votre société avec le soutien de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluations retenues pour estimer les valeurs d'utilité ;

Point clé de l'audit	Notre réponse
si celle-ci est inférieure, comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe des comptes annuels. La valeur d'utilité est déterminée notamment, par référence (i) à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, (ii) à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice pour les sociétés cotées et (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 5.2 de l'annexe des comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2026 et du plan d'affaires à moyen terme 2027-2028 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 2029-2050 revu et validé par votre Comité exécutif. Comme mentionné dans la note 5.2 de l'annexe des comptes annuels, la dotation nette des provisions constatée à hauteur de 9,6 milliards d'euros en 2025 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (6,9 milliards d'euros) et dans la société ENGIE Energy Services International (1,5 milliard d'euros). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu (i) de leur importance au bilan (78,5 % du total actif), (ii) des jugements et estimations de la direction nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité et (iii) de la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues, dans un environnement économique et financier qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	• 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 ; • examiner la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues, propres à chacune des entités, 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 examinant : • la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence du groupe ; • la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché. Nous avons également apprécié le caractère approprié des informations données dans les notes 1 et 5 de l'annexe des comptes annuels.

Chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz livrées, non relevées et non facturées (dites « énergie en compteur »)

(Notes 1 « Règles et méthodes comptables », 7.1 « Echéancier des créances » et 14.1 « Ventilation du chiffre d'affaires » de l'annexe des comptes annuels).

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à des estimations et fait usage de jugements pour la comptabilisation des 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 2025, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2,4 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	Les diligences mises en œuvre concernant 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 examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit ; • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre société avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôler 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 ; • analyser 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 ;

Point clé de l'audit	Notre réponse
dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution pour la même période, réalisée 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. 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 l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré, non relevé et non facturé comme un point clé de l'audit.	• apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; et • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture.

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 aux prises de participation et de contrôle et, à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du Commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du Code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Directrice générale.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre Assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et par celle du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres

Au 31 décembre 2025, nos cabinets étaient dans la dix-huitième 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.821-55 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.821-27 à L.821-34 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 6 mars 2026

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Laurence Dubois	Nadia Laadouli	Sarah Kokot	Guillaume Rouger



7

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 532

7.1.1 Raison sociale et nom commercial 532
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 532
7.1.3 Date de constitution et durée de vie 532
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 532
7.1.5 Objet social 532
7.1.6 Raison d'être 533
7.1.7 Exercice social 533

7.2 Contrats importants 533

7.2.1 Contrats finalisés en 2024 533
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2024 et finalisés en 2025 533
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2024 533
7.2.4 Contrats finalisés en 2025 533
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2025 533
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2025 533
7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement 533

7.3 Litiges et arbitrages RFA 534

7.4 Documents accessibles au public 534

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel RFA 534

7.6 Table de conversion 535

7.7 Unités de mesure 535

7.8 Sigles et acronymes 536

7.9 Glossaire 537

7.10 Table de concordance 540

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 à 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 : 67, rue Jules Ferry, 92250 La Garenne-Colombes, 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 2024

Cession partielle d'une participation de 15% dans *Transportadora Associada de Gás S.A.* ("TAG") ; cession d'une participation de 50% dans *Energia Mayakan S. de R.L. de C.V.* ("Mayakan").

Voir Note 4.1 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2024 et finalisés en 2025

Cession partielle ou complète d'une série de participations à Touat (Algérie), Safi (Maroc) et Uch (Pakistan).

Voir Note 4.1 de la section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

7.2.3 Contratroyables signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2024

Non significatif.

7.2.4 Contrats finalisés en 2025

Cession de la participation dans *Gaztransport & Technogaz* ("GTT") ; *Engie Services US* (ESUS) aux Etats-Unis ainsi que des actifs thermiques au Moyen-Orient (Bahrein et Koweit).

Acquisition d'un portefeuille de 157 MW d'énergies renouvelables au Royaume-Uni ainsi que de 2 centrales hydroélectriques au Brésil d'une capacité installée combinée de 612 MW.

Le 21 mars 2025, Engie et le gouvernement belge ont finalisé la transaction concernant la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires. Cette étape finale fait suite à l'approbation de l'accord par la Commission Européenne le 21 février 2025.

Voir Note 4.1 de la section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2025

Le Groupe Engie a signé un accord de cession complète du Groupe Engie Home Services ("EHS") en Décembre 2025.

Voir Note 4.1 de la section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2025

Le 25 février 2026, ENGIE a conclu un accord portant sur l'acquisition de 100% de UK Power Networks (UKPN), gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité au Royaume-Uni. Cette société exploite trois licences de distribution d'électricité couvrant les régions de Londres, du Sud-Est et de l'Est de l'Angleterre et représentant un réseau total d'environ 192 000 km. UKPN distribue chaque année 71 TWh d'électricité auprès de 8,5 millions de clients.

Voir Note 24 de la section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés.

7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement

Voir Notes 14.2 et 14.3 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés et Note 12.2 de la 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 "Contentieux et enquêtes" de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés et dans la Note 20 "Litiges" 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 (https://www.amf-france.org/fr).

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, 67, rue Jules Ferry, 92250 La Garenne-Colombes, 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, à ma connaissance, que les comptes annuels et les comptes consolidés, sont établis conformément au corps de normes comptables applicable et donnent une image fidèle et honnête des éléments d'actif et de passif, de la situation financière et des profits ou pertes de l'Emetteur 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 et des résultats de l'Entreprise et de la situation financière de l'Emetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels ils sont confrontés et qu'il a été établi conformément aux normes d'information en matière de durabilité applicables."

La Garenne-Colombes le 12 mars 2026
La Directrice Générale
Catherine MacGregor

7.6 TABLE DE CONVERSION

1 kWh	0,09 m³ de gaz naturel *(soit 1 m³ de gaz = 11 kWh)*
1 GWh	91 000 m³ de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m³
1 milliard de m³ de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole *(en 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.	Équivalent dioxyde de carbone
G	Giga *(en milliard)*
GBq	Giga becquerel
GW	Gigawatt *(en milliard de watts)*
GWh	Gigawattheure *(en million de kilowattheures)*
GWhééq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo *(en mille)*
km	Kilomètres
kW	Kilowatt *(en mille watts)*
kWh	Kilowattheure *(en mille wattheures)*
m	Mètre
m²	Mètre carré
m³	Mètre cube
M	Méga *(en million)*
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt *(en million de watts)*
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure *(en mille kilowattheures)*
T	Téra *(en mille milliards)*
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure *(en milliard de kilowattheures)*
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

7.8 SIGLES ET ACRONYMES

A

AMEA : Asie, Moyen-Orient, Afrique
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)

C

CA : Chiffre d'Affaires
CAPEX : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)
CCGT : *Combined Cycle Gas Turbine* (turbine gaz-vapeur)
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 Rec gu*
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CRE : Commission de Régulation de l'Energie
CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire
CSE : Comité Social et Économique
CIT : Comité des Investissements et des Technologies
CSRD : *Corporate Sustainability Reporting Directive* (directive européenne relative au reporting extra-financier en lien avec la durabilité)

D

DPEF : Déclaration de Performance Extra-Financière

E

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures
EBIT : *Earnings Before Interests and Taxes* – voir Glossaire
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)
ESG : Environnement Social Gouvernance
ESRS : *European Sustainaiblity Reporting Standards* (normes européennes de reporting de durabilité depuis 2024)
EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

G

GBU : *Global Business Unit*
GEMS : *Global Energy Management & Sales*
GES : Gaz à Effet de Serre – voir Glossaire
GNL : Gaz Naturel Liquéfié – 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)
INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)
ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire
IRO : Impacts Risques et Opportunités - voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

L

LTO : *Long Term Operation*
LEAP : *Locate, Evaluate, Assess, Prepare*

M

MtM : *Mark to Market (fair value investment)*

N

NO_x : Oxyde d'azote

O

ODD : Objectifs de Développement Durable
ONG : Organisation non gouvernementale
OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières
OPEX : *Operating expenses* (charges d'exploitation)
OTI : Organisme Tiers Indépendant

P

PAMT : Plan d'affaires à moyen terme
PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

R

R&D : Recherche et Développement
R&I : Recherche et Innovation
RGPD : Règlement Général sur la Protection des Données
RH : Ressources Humaines
RNRpg : Résultat Net Récurrent part du groupe
ROACE : *Return On Average Capital Employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SBTi : *Science-Based Targets initiative* - voir Glossaire
SI : Système d'Information
SO_2 : Dioxyde de soufre

T

TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*
TRVE : Tarifs réglementés de vente d'électricité
TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

V

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

7.9 GLOSSAIRE

Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD)

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 auto-détenues

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.

Biométhane

Gaz vert composé dans une très large proportion de molécules de méthane. C'est ce gaz qui peut être injecté dans le réseau gaz de ville.

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 Remuneration Mechanism (CRM)

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.

Corporate PPA (Power Purchase Agreement)

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.

Décarbonation

Activités visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) d'origine anthropique.

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.

EBIT

Résultat courant avant intérêts et impôts, après quote-part du résultat net récurrent des sociétés mises en équivalence.

EBITDA

EBIT avant dépréciation et amortissement.

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.

Énergie renouvelable

Énergie produite à partir de sources non fossiles renouvelables, à savoir l'énergie éolienne, l'énergie solaire thermique ou photovoltaïque, l'énergie géothermique, l'énergie ambiante, l'énergie marémotrice, houlomotrice ou osmotique et les autres énergies marines, l'énergie hydroélectrique, la biomasse, les gaz de décharge, les gaz des stations d'épuration d'eaux usées et le biogaz.

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 bas-carbone

Gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté et transporté de façon sûre dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

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 vert

Gaz combustible bas carbone produit à partir de la fermentation de matières organiques. Terme générique qualifiant un gaz d'origine renouvelable, produit à partir de déchets organiques (déchets ménagers, déchets de l'agro-industrie, de l'agriculture, etc.).

Hydrogène vert

Hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir d'une source d'électricité d'origine renouvelable.

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).

Impacts Risques et Opportunités (IRO)

Ensemble des impacts, risques et opportunités, identifiés lors de l'analyse de double matérialité. Les impacts désignent les effets des activités de l'entreprise sur la société et l'environnement, les risques sont les menaces liées aux enjeux de durabilité, et les opportunités représentent les avantages à tirer d'une transition durable. Dans le cadre de l'application de la CSRD, l'entreprise doit expliquer comment ces impacts, risques et opportunités sont gérés et maitrisés.

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 6.2.2 Notes aux 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.

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).

Net Zéro (Carbone)

Objectif d'atténuation du changement climatique d'une entreprise visant à réduire ses émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au minimum 90% par rapport à 2017 pour ENGIE) et neutraliser les émissions résiduelles difficilement abattables par la contribution à l'accroissement des puits de carbone.

Neutralité carbone

Equilibre entre les émissions de gaz à effet de serre (GES) et les absorptions carbones à l'échelle mondiale.

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.

Q-max

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.

SBTi (certification)

Certification portée par la Science-Based Targets Initiative (SBTi) qui valide que les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) d'une entreprise sont conformes aux recommandations scientifiques et alignés avec l'Accord de Paris visant à limiter l'augmentation de la température moyenne mondiale bien en dessous de 2°C au-dessus des niveaux préindustriels et poursuivre les efforts pour limiter l'augmentation de la température à 1,5°C.

Scopes 1, 2 et 3

ENGIE établit annuellement un bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du *GHG Protocol Corporate Standard* :

- le scope 1 couvre la production d'électricité par combustion d'énergies fossiles dans des centrales possédées ou contrôlées par ENGIE, les émissions de méthane sur infrastructures contrôlées par ENGIE, les flottes de véhicules ENGIE ;
- le scope 2 couvre la production de l'électricité, de la chaleur ou du froid achetés et consommés par ENGIE pour usage propre ;
- le scope 3 couvre, en amont, l'achat pour revente d'électricité et de chaleur, la fabrication de biens, de services ou d'équipements immobilisés, achetés ou loués par ENGIE (incluant leur fin de vie), la chaîne amont des combustibles (extraction et transport de matières premières), et en aval, les consommations finales des volumes de gaz vendus par ENGIE, la production d'électricité dans centrales non contrôlées (mises en équivalence) par ENGIE.

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.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthanier

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

7.10 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 2025 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2025		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	534
1.2 Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	534
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	4.3.7	Mandats des Commissaires aux comptes	317
2.2 Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	4.3.7	Mandats des Commissaires aux comptes	317
3. Facteurs de risques	2	Facteurs de risque et contrôle interne	43
4. Informations concernant l'émetteur			
4.1 Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	532
4.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	532
4.3 Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	8
	7.1.3	Date de constitution et durée de vie	532
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	7.1.4	Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet	532
5. Aperçu des activités			
5.1 Principales activités	1.1.1	Présentation	8
	1.2.4	Organisation du Groupe	13
	1.2	Stratégie et organisation	9
	1.3	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2025	15
5.2 Principaux marchés	6.2.2	Comptes consolidés – Note 6.3 (Indicateurs clés par secteur reportable) et Note 6.3 (Indicateurs clés par zone de commercialisation/d'implantation)	384 388
5.3 Événements importants	1.3	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2025	15
5.4 Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et organisation	9
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	47
5.6 Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2025		Page
5.7 Investissements			
5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.3	Indicateurs clés par secteur reportable	384
5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et organisation	9
	1.3	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2025	15
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 2025) et Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	362 368
5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.1.2	Informations environnementales	103
6. Structure organisationnelle			
6.1 Description sommaire du Groupe	1.2.4	Organisation du Groupe	13
6.2 Liste des filiales importantes	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2025)	362
7. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1	Rapport d'activité	342
7.1 Situation financière	6.1.1.10	Maintien d'un bilan solide (Evolution de l'endettement financier net etAutres postes de l'état de la situation financière)	350
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	342
7.1.2 Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.4	Recherche et innovation	34
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	403
7.2 Résultats d'exploitation			
7.2.1 Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE au 31 décembre 2025	342
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2025	345
7.2.2 Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE au 31 décembre 2025	342
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2025	345
8. Trésorerie et capitaux			
8.1 Informations sur les capitaux	6.1.1.10	Autres postes de l'état de la situation financière	350
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 5.4 (Capitaux engagés industriels)	379
		Note 14.3.1 (Endettement financier net par nature)	419
		Note 16 (Éléments sur les capitaux propres)	442
8.2 Flux de trésorerie	6.1.1.10	Évolution de l'endettement financier net	350
8.3 Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	353
	5.2	Titres non représentatifs du capital	323
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	413
8.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	353
8.5 Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	353

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2025		Page
9. Environnement réglementaire	1.3	Présentation des activités du Groupe au 31 décembre 2025	15
	2.2.1	Risques politiques et réglementaires	47
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 organisation	9
	6.1	Examen de la situation financière	322
10.2 Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et *guidance* 2025-2027	342
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.3	Perspectives et *guidance* 2026-2028	343
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.3	Perspectives et *guidance* 2026-2028	343
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.3	Perspectives et *guidance* 2026-2028	343
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	Organisation et fonctionnement de la gouvernance	252
	4.1.3	Direction Générale	286
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familiaux	269
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	287
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	287
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	252
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.3.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	311
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	278
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Activités et Fonctionnement du Conseil d'Administration	275
	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	317
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.1.1.11	Évolution dans la composition du Conseil d'Administration	274
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.1.3.2.2	Présentation détaillée des salariés d'ENGIE	152
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	255
	4.2	Rémunérations des mandataires sociaux et des membres du Comité Exécutif	287
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.1.3.2.3	Conditions de travail et dialogue social	154

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2025		Page
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	320
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	338
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	320
	5.4.4	Action spécifique	338
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	337
	5.4.4	Action spécifique	338
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	338
17. Transactions avec des parties liées			
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	311
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	318
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	354
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	468
	6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2024	475
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	527
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	354
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	468
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	527
18.4 Informations financières pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	339
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	462
	7.3	Litiges et arbitrage	534
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	466
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	320
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	320
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	320
	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	312
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	323
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	323
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2025		Page
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	338
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	321
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	532
	7.1.5	Objet social	532
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	328
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	316
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	328
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	316
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	533
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	534

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 au 31 décembre 2025	475
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	354
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	518
Rapport sur le gouvernement d'entreprise		Voir table de concordance spécifique ci-après	518
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	534
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	527
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	468
Rapport de certification sur les informations en matière de durabilité	3.1.6	Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2025	215

Table de concordance du rapport de gestion (auquel sont joints le rapport sur le gouvernement d'entreprise et les informations en matière de durabilité)

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations devant figurer au sein du rapport de gestion, selon les dispositions du Code de commerce applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'Administration.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
1. SITUATION ET ACTIVITÉ DU GROUPE			
Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	6.1.1	Rapport d'activité	342
	6.1.1.1.9	Revue des données de l'année 2025	345
	6.1.1.1.3	Perspectives et *guidance* 2026-2028	343
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	353
	6.2	Comptes consolidés	354
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.5.3	Chiffres clés financiers 2025	36
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	1.6.2	Atteinte des objectifs ESG à horizon 2030	38
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)	466
Succursales existantes	NA	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)	375
Aliénations de participations croisées	NA	NA	NA
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.3	Perspectives et *guidance* 2026-2028	343
Activités en matière de recherche et de développement	1.4	Recherche et innovation	34
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	402
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	526
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.2	Comptes sociaux	352
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA
2. CONTRÔLE INTERNE ET GESTION DES RISQUES			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	47
	3.1	État de durabilité	68
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	49
	3.1.2	Informations environnemtales	103

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
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 interne	43
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	413
		Note 15 (Risques liés aux instruments financiers)	426
Dispositif anti-corruption	3.1.4.1	Éthique et conduite des affaires	191
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.2	Plan de vigilance	220
3. RAPPORT SUR LE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.2.3	Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2026 *(say on pay ex-ante)*	302
	4.2.4	Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2026	306
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.2.1.3	Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2025	298
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2025 (*say on pay ex-post*)	287
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	4.2.1.1	Rémunération du Président du Conseil d'Administration – Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	287
	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale – Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	288
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	4.2.1.5	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	298
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	4.2.1.5	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	298
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	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2025 *(say on pay ex-post)*	287
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	NA

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
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 en cas 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	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale – Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)	288
	4.2.6	Attribution d'Actions de Performance	306
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	255
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	271
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	311
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	311
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	318
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	312
Modalités d'exercice de la direction générale	4.1.3	Direction Générale	286
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	252
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	275
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	271
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernement d'entreprise	251
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	275
Référence à un Code de gouvernement d'entreprise et application du principe "*comply or explain*"	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	317
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.1.1.11	Évolution de la composition du Conseil d'Administration	274
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	316
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	311
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	311
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	318
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	4.3.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	317

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Système de contrôle interne et de gestion des risques			
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	45
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	64
4. ACTIONNARIAT ET CAPITAL			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2	Répartition du capital	337
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	338
	5.4.4	Action spécifique	338
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4	Rachat d'actions	322
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 16 (Éléments sur capitaux propres)	442
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2	Répartition du capital	337
	3.1.3.2.3	Conditions de travail et dialogue social	154
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	4.2.6.4	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2025	310
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	339
5. INFORMATIONS EN MATIERE DE DURABILITE			
Modèle commercial et stratégie de la Société	3.1.1	Informations générales	78
	3.1.1.2	Stratégie - Modèle d'affaires - Chaîne de valeur	79
Objectifs que s'est fixés la Société en matière de durabilité et les progrès accomplis dans la réalisation de ces objectifs	3.1	État de durabilité	68
Rôle des organes de direction et d'administration concernant les enjeux de durabilité, ainsi que les compétences et l'expertise des membres de ces organes à cet égard	3.1.1	Informations générales	78
	3.1.2	Informations environnementales	103
Politiques de la Société en ce qui concerne les enjeux de durabilité	3.1	État de durabilité	68
Incitations liées aux enjeux de durabilité octroyées par la Société aux membres des organes de direction et d'administration	3.1.1	Informations générales	78
Procédure de vigilance raisonnable mise en œuvre par la Société concernant les enjeux de durabilité et les impacts négatifs recensés dans ce cadre	3.1.1	Informations générales	78
Principaux impacts négatifs potentiels ou réels, les mesures prises pour recenser, surveiller, prévenir, éliminer ou atténuer ces impacts négatifs et les résultats obtenus à cet égard	3.1	État de durabilité	68
Principaux risques pour la Société liés aux enjeux de durabilité, y compris ses principales dépendances, et la manière dont elle gère ces risques	3.1	État de durabilité	68
6. AUTRES INFORMATIONS			
Informations fiscales complémentaires	6.2.2	Comptes consolidés – Note 11 (Impôts)	395
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	462
	7.3	Litiges et arbitrages	534

Crédits photos :
ENGIE/EMYN – A. Jaffry Drone/Vincent Breton/Martin Colombet
Parc éolien en mer des Îles d'Yeu et de Noirmoutier (Vendée, France).

Cession de droits d'auteur :
Tous droits cédés pour communication interne et externe (Monde) hors achat d'espace, publi-reportage, objets publicitaires, livres vendus ou toute autre exploitation commerciale et hors cinéma et télédiffusion.



Conception graphique de ce document par PricewaterhouseCoopers Advisory
Contact : fr_content_and_design@pwc.com
Tél. : +33 (0)7 60 66 70 83

Société anonyme au capital de 2 542 427 868 euros

Siège social : 67, rue Jules Ferry
92250 La Garenne-Colombes – 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 2 542 427 868 euros
Siège Social : 67 rue Jules Ferry – 92250 La Garenne-Colombes
542 107 651 R.C.S. Nanterre

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL
DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DU 29 AVRIL 2026

.....

Résolutions relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

.....

- Approbation des comptes sociaux de l'exercice 2025 (1re résolution)
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2025 (2e résolution)
- Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2025 (3e résolution)

.....

- Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (31e résolution)

.....

PREMIÈRE RÉSOLUTION

Approbation des comptes sociaux de l'exercice 2025

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 2025, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, approuve les comptes sociaux de l'exercice social clos le 31 décembre 2025 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 1 793 164 251,26 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 1 273 010,78 euros au cours de l'exercice écoulé.

Cette résolution est adoptée à 99,96 % des voix présentes et représentées.

2 695 443 470 Voix pour *970 110 Voix contre* *1 737 642 Abstentions*

DEUXIÈME RÉSOLUTION

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2025

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 2025, 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 2025 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 99,97 % des voix présentes et représentées.

2 695 766 383 Voix pour *909 496 Voix contre* *1 475 343 Abstentions*

.....

TROISIÈME RÉSOLUTION

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2025

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 2025	1 793 164 251,26
Report à nouveau antérieur	821 367 595,18
Autres réserves	-1 250,20
Primes d'émission, d'apport et de fusion	21 019 040 488,56
Total distribuable	23 633 571 084,80

Affectation :

• Dividende total distribué au titre de l'exercice 2025 (y compris le dividende majoré) (1)	3 325 920 111,86
• Report à nouveau	0,00
Le montant total du dividende distribué au titre de l'exercice 2025, soit sera prélevé comme suit :	3 325 920 111,86
• sur le Résultat de l'exercice écoulé à concurrence de	1 793 164 251,26
• sur le Report à nouveau à concurrence de	821 366 344,98
• sur les Autres Réserves à concurrence de	0,00
• sur la Prime de fusion à concurrence de	711 389 515,62

(1) Le montant total de la distribution visée ci-dessus est calculé sur la base du nombre total d'actions composant le capital social au 31 décembre 2025, soit un total de 2 435 285 011 actions, dont 283 595 163 actions inscrites au nominatif au 31 décembre 2025, donnant droit à la majoration de 10 % du dividende après application du plafond de 0,5 % du capital social par actionnaire ; ce nombre total d'actions sera ajusté à la hausse ou à la baisse en fonction du nombre d'actions ouvrant droit à dividende à la date de détachement du dividende.

L'Assemblée Générale fixe, en conséquence, le dividende pour l'exercice 2025 à 1,35 euro par action.

Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10 % du dividende soit 0,135 euro par action, sera attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2025 et qui resteront inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'au 5 mai 2026, 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.

Le dividende à payer ainsi que la majoration de 10 % du dividende pour les actions en bénéficiant seront détachés le 30 avril 2026 et mis en paiement en numéraire le 5 mai 2026.

Une partie du montant brut du dividende, soit 1,077 euro par action, constitue un revenu distribué soumis, pour les actionnaires personnes physiques ayant leur résidence fiscale en France à un prélèvement forfaitaire unique au taux de 31,4 % incluant 12,8 % au titre de l'impôt sur le revenu et 18,6 % 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 au titre de l'année d'imposition. 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.

L'autre partie du montant brut du dividende, soit 0,273 euro par action, constitue un remboursement d'apport exonéré au sens des dispositions de l'article 112-1° du Code général des impôts. Pour le calcul des plus-values de cession ultérieures, cette fraction est réputée venir en diminution du prix d'acquisition des actions.

Le montant brut de la majoration de 10 % du dividende, soit 0,135 euro par action, constitue dans son intégralité un remboursement d'apport exonéré au sens des dispositions de l'article 112-1° du Code général des impôts. Pour le calcul des plus-values de cession ultérieures, cette fraction est réputée venir en diminution du prix d'acquisition des actions.

Conformément aux dispositions légales, les actions propres détenues par la Société à la date de détachement du coupon ne donneront pas droit à distribution. Lors de la mise en paiement, le dividende correspondant sera affecté au poste "Prime de fusion".

De même, si certaines des 283 595 163 actions inscrites au nominatif et ayant droit à la majoration du dividende au 31 décembre 2025 ont cessé d'être inscrites au nominatif entre le 1er janvier 2026 et le 5 mai 2026, le montant de la majoration du dividende correspondant à ces actions sera affecté au poste "Prime de fusion" " et, inversement, en cas d'augmentation du nombre d'actions donnant droit à la majoration de 10 % du dividende après application du plafond de 0,5 % du capital social par actionnaire entre le 1er janvier 2026 et le 5 mai 2026, le montant de la majoration du dividende correspondant à ces actions sera prélevé sur le poste "Prime de fusion".

Par ailleurs, si le nombre d'actions ayant droit à dividende excède le nombre total d'actions composant le capital social au 31 décembre 2025, soit un total de 2 435 285 011 actions, le dividende correspondant à ces actions sera prélevé sur le poste "Prime de fusion".

Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, l'Assemblée Générale prend acte des dividendes distribués au titre des trois exercices précédents comme suit :

Exercice	Nombre d'actions rémunérées (1) (en millions d'euros)	Dividende global distribué (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
2022 (2)	2 422	3 428	1,40
2023 (3)	2 426	3 503	1,43
2024 (2)	2 430	3 635	1,48

(1) Nombre total d'actions ouvrant droit à dividende, diminué du nombre d'actions propres détenues par la Société, à la date de mise en paiement du dividende.

(2) Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, les distributions de dividende au titre des exercices clos le 31 décembre 2022 et le 31 décembre 2024 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) Une partie de la distribution de dividende au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023 était éligible 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. L'autre partie de cette distribution au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023 constituait un remboursement d'apport exonéré au sens des dispositions de l'article 112-1° du Code général des impôts.

Cette résolution est adoptée à 96,70 % des voix présentes et représentées.

2 608 687 655 Voix pour *89 156 471 Voix contre* *307 096 Abstentions*

.....

TRENTE-ET-UNIÈME RÉSOLUTION

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.

2 697 536 344 Voix pour *101 316 Voix contre* *367 060 Abstentions*

.....

CERTIFIE CONFORME A L'ORIGINAL



Mathilde Brabant
Secrétaire du Conseil d'Administration