



**RAPPORT D'ACTIVITÉ
ET
ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS ANNUELS 2025**

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE AU 31 DÉCEMBRE 2025.....	7
2	COMPTES SOCIAUX.....	21

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	24
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	25
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	26
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	28
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	30

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS ..	33
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2025.....	38
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	44
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE	52
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	56
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE	60
Note 7	VENTES	66
Note 8	CHARGES OPÉRATIONNELLES.....	70
Note 9	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES.....	72
Note 10	RÉSULTAT FINANCIER.....	75
Note 11	IMPÔTS	76
Note 12	RÉSULTAT PAR ACTION	81
Note 13	ACTIFS IMMOBILISÉS	82
Note 14	INSTRUMENTS FINANCIERS	103
Note 15	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	119
Note 16	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES	138
Note 17	PROVISIONS	142
Note 18	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME.....	151
Note 19	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS	159

Note 20 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	162
Note 21 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS.....	164
Note 22 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS	165
Note 23 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	167
Note 24 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	174
Note 25 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX.....	175
Note 26 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	176

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE AU 31 DÉCEMBRE 2025.....	7
2	COMPTES SOCIAUX.....	21

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€ par action pour 2025

Perspectives moyen terme 2026 – 2028 illustrant le profil de croissance du Groupe

Acquisition relative de UKPN, distributeur d'électricité de référence

Faits marquants

- Objectifs atteints dans les activités *Renewables & BESS* 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 € 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

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	-2,7milliard 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.

(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.

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.

1.3 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 décrits 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

1.3.1. 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 1^{er} 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

A 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

1.3.2. 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) – (2,4) milliards d'euros en 2026 à (2,6) – (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 0,2 à 0,4 Md€	RNRpg indication 0,3 à 0,5 Md€	RNRpg indication 0,4 à 0,6 Md€

(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.

1.4 Proposition d'un dividende de 1,35 € par action en 2025

Pour 2025, le Conseil a proposé un dividende de 1,35 € 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.

1.5 Bonne exécution du plan stratégique

Renouvelables & 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 data-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. A 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 Etats-Unis. Plus de 75% ont été consacrés aux activités Renouvelables & *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.

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.

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.

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.

1.9 Revue des données financières de l'année 2025

1.9.3. 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 %
Renouvelables & 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%

1.9.4. 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.

1.9.5. 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.

RAPPORT D'ACTIVITÉ

1 RÉSULTATS ENGIE AU 31 DÉCEMBRE 2025

Contribution des activités à l'EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024	Variation brute en %	Variation organique en %
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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

Renouvelables & 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 (€/MWh) ⁽¹⁾	108,0	104,0	+4,0%	
Gas generation				
CSS moyen capté – Europe (€/MWh)	24	42	-43,0%	
Facteur de charge Europe (%)	25,0	19,0	+5 pts	
Taux d'indisponibilité non planifié (%)	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 (Md€) (vs déc. 2024)	32,1	32,1	-	
Lignes transmission électriques (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. A 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.

1.9.6. 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.

1.9.7. 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.

1.10 Maintien d'un bilan solide

1.10.8. 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, principalement lié à des cessions.

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⁾.

1.10.9. 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)

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»).

⁽¹⁾ Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires.

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»).

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.

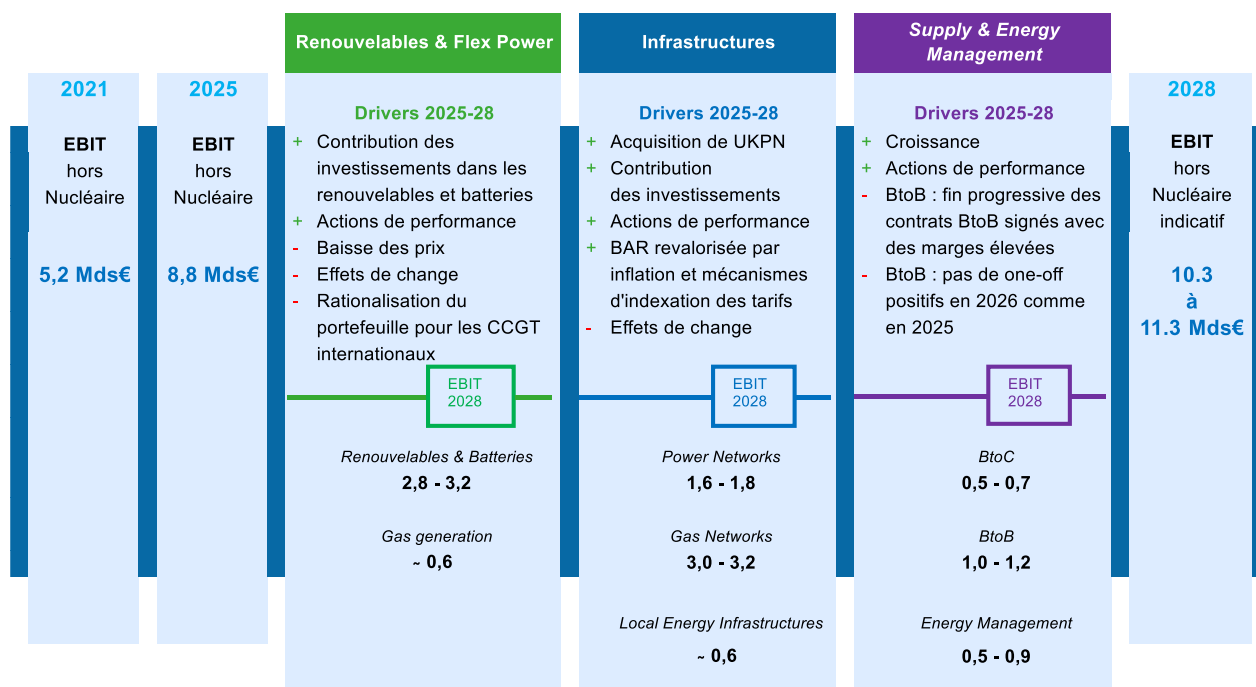
ENGIE prévoit de céder environ 6 milliards d'euros d'actifs sur la période 2026 – 2028, dont environ 4 milliards d'euros dans le cadre de l'acquisition de UKPN. Ce plan de cessions restera pleinement cohérent avec la stratégie du Groupe, toutes les décisions étant fondées sur l'adéquation stratégique, 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.

Evolution de l'EBIT

Les principaux facteurs de l'évolution de l'EBIT entre 2026 et 2028 par activité sont les suivants :



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 conséquences 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					
	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)
<i>En millions d'euros</i>												
(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	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours					
							Délais légaux : 30 jours					

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	24
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	25
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	26
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	28
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	30

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 conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations 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.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations 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 A L'OUVERTURE	14	16 928	16 578
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A 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.

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	33
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2025	38
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	44
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE L'EXERCICE	52
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	56
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE	60
Note 7	VENTES	66
Note 8	CHARGES OPÉRATIONNELLES	70
Note 9	AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	72
Note 10	RÉSULTAT FINANCIER	75
Note 11	IMPÔTS	76
Note 12	RÉSULTAT PAR ACTION	81
Note 13	ACTIFS IMMOBILISÉS	82
Note 14	INSTRUMENTS FINANCIERS	103
Note 15	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	119
Note 16	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES	138
Note 17	PROVISIONS	142
Note 18	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	151
Note 19	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS	159
Note 20	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	162
Note 21	RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS	164
Note 22	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS	165
Note 23	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	167
Note 24	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	174
Note 25	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	175
Note 26	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES	176

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.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne :
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410>

- IFRS 18 – *Présentation et informations des états financiers* ⁽¹⁾.
- IFRS 19 – *Filiales sans responsabilité publique* : Informations à fournir ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 21 – *Effet des variations des cours des monnaies étrangères* : conversion vers une monnaie de présentation en hyperinflation ⁽¹⁾.

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 1^{er} janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1^{er} janvier 2004.

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} 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 1^{er} 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

(1) Ces textes n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de la situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que des produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la 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 révisé 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 corporelles») et des immobilisations corporelles (voir Note 13.3 «Immobilisations incorporelles»);
- 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 réglementation 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 influencer 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 (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). 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 « Instruments de capitaux propres à la juste valeur ».

La liste des principales filiales consolidées selon la méthode de l'intégration globale, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et 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 (*).

Renouvelables & Flex Power – Renouvelables & Batteries

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			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

Renouvelables & Flex Power – Gas Generation

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			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	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	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	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	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 3^{ème} 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», *Renouvelables & 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 :

				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
En millions d'euros											
Groupe NaTran (France)	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 (Amérique Latine)	ENGIE	Energía Chile (Chili) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique	40,0	40,0	88	67	590	592	24	20
Groupe ENGIE (Reste de l'Europe)	ENGIE	Romania (Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	37,0	37,0	85	82	615	567	19	16
Groupe ENGIE (Amérique Latine)	ENGIE	Brasil Energia (Brésil) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	138	204	754	686	65	83
ENGIE (Amérique Latine)	ENGIE	Energía Perú (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⁾				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% et 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.

En millions d'euros	Groupe NaTran		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
	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.

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Groupe ENGIE USA solar, wind & BESS ⁽²⁾	
	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% et 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 reclassé 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%).

Noms	Activité	Capacité	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	
			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
En millions d'euros												
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)	Eolien	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 (RNRp)»).

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.

Noms	Activité	Capacité	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	
			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
En millions d'euros												
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
EcoEléctrica (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 Asociada de Gas S.A. (TAG)	1 477	(213)	(300)	(130)	623	141	764
National Central Cooling Company «Tabreed»	-	-	-	-	106	(10)	96
EcoEléctrica	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 Asociada de Gas S.A. (TAG)	1 554	(189)	(303)	(166)	686	(292)	394
National Central Cooling Company «Tabreed»	-	(8)	(2)	(13)	139	(52)	87
EcoEléctrica	-	-	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 Asociada 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
EcoEléctrica	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 Asociada 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
EcoEléctrica	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 :

<i>En millions d'euros</i>	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 reais 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 reais 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

(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.

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 ;
- **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»).

4.1.1.1 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 3 parcs éoliens terrestres et 4 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 :

- Renouvelables & *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.

Renouvelables & *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 mise 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'euros₂₀₂₂, de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible utilisé 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
<i>Pertes de valeur</i>	9.1	778	709
<i>Restructurations</i>	9.2	303	369
<i>Effets de périmètre</i>	9.3	(217)	(439)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	9.4	(42)	151
Autres éléments retraités		256	636
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>		(29)	309
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	10	21	(16)
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés</i>	10	(4)	-
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	10	(24)	49
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	10	(18)	(98)
<i>Autres effets impôts retraités</i>		(76)	181
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		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
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power ⁽²⁾</i>	(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
(-) <i>Appels de marge ^{(2) (3)}</i>	(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)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ^{(2) (3)}</i>	(314)	(35)
(-) Provisions	(17 968)	(33 621)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽²⁾</i>	550	1 170
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(17 226)	(19 153)
(+) <i>Appels de marge ^{(2) (3)}</i>	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)
<i>Nucléaire - dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible</i>	<i>15 860</i>	<i>435</i>
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)
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres</i>	<i>(459)</i>	<i>475</i>
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 1^{er} 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 :

GBU	Secteurs reportables	Secteurs opérationnels	Ancienne organisation						
			GBU et secteurs						
			Infrastructures	Renouvelables	Retail	Flex Gen	Energy Solutions	Nucléaire	Autres
Nouvelle organisation	Renouvelables & Batteries	Renouvelables & Batteries		X		X			
		Gas Generation Europe				X			
		Gas Generation International				X			
	Networks	Gas Infrastructure	X						
		Power Infrastructure	X						
	Local Energy Infrastructures	Local Energy Infrastructures					X		X
	Supply & Energy Management	Energy Management							X
		One BtoB							X
		One BtoC			X				
	Autres	Nucléaire						X	
		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 1^{er} 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 Renouvelables & 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

- **Renouvelables & 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

En millions d'euros	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables & 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
Elimination 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
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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 EQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Renouvelables & 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⁾
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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..

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	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
Renouvelables & 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
Renouvelables & 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).

En millions d'euros	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
	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

En millions d'euros	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
	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

<i>En millions d'euros</i>	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

<i>En millions d'euros</i>	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 :			
<i>Goodwill</i>	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 détaillées 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
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>842</i>	<i>654</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>4 855</i>	<i>5 474</i>
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)
Eléments 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

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Actifs d'impôt différé :		
Reportis 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 et 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.

En millions d'euros	Position de clôture	
	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		
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		
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué	1,96	2,25
	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 1^{er} février 2025, le Groupe est organisé autour de 4 *Global Business Units* : *Renouvelable & 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 6 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 1^{er} janvier 2025 ont été alloués directement aux nouveaux secteurs opérationnels ;
- Nucléaire conserve son *goodwill* dans l'ensemble Autres (797 millions d'euros au 1^{er} 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 1^{er} janvier 2025 se présente comme suit :

		Ancienne organisation							Goodwill au 1 ^{er} janvier 2025
En millions d'euros		Infrastructures	Renouvelables	Retail	Flex Gen	Energy Solutions	Nucléaire	Autres	
Nouvelle organisation	Renouvelables & Batteries		2 289		1 031				3 320
	Gas Generation Europe				72				72
	Gas Generation International				380				380
	Gas Infrastructure	5 164							5 164
	Power Infrastructure	113							113
	Local Energy Infrastructures					1 008		12	1 021
	Energy Management							-	-
	One BtoB							322	322
	One BtoC			1 843					1 843
	Nucléaire						797		797
	Local Energy Infrastructures RoW					83			83
	Autres							178	178
Goodwill au 1^{er} 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
Renouvelables & 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 :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	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'édictees 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 Renouvelables & 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 durée).

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. A 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 a 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 :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	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 démantè- lement	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 Renouvelables & *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 Renouvelables & *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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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 CO₂ 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 CO₂.

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)⁽⁷⁾. 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'Energie. Celles-ci confortent les objectifs de la France en matière de production de biométhane (44 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 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'Energie 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.

(7) 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.

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 Renouvelables & 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 réglementaires 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 :

En milliard d'euros	31 déc. 2025			
	Prix de l'électricité		Taux d'actualisation	
	+10€/MWh	-10€/MWh	+50 bp	-50bp
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 €/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 CO₂, 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 CO₂, 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 millions 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 conséquent, 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, 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 CO₂, l'évolution des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution éventuelle du cadre réglementaire 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 10 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 10 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 10 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 €/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 part égale 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 :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
		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
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 463	-	1 463	903	-	903
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		269	-	269	226	-	226
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		2 015	-	2 015	1 414	24	1 438
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		2 021	858	2 879	1 468	785	2 253
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		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 DECEMBRE 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 DECEMBRE 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 comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et 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 DECEMBRE 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 DECEMBRE 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.

En millions d'euros	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
	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 :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	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
Paielements 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
<i>Dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	<i>386</i>	<i>578</i>
<i>Dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	<i>36</i>	<i>46</i>

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 1 ^{ère} année	70	243
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	195	405
Au-delà de la 5 ^{ème} 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 Chapitre 5 du Document d'Enregistrement Universel) 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 :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
		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	Ecarts 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)
Emissions								
	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%	4/07/2025	28/09/2037	100	100
	ENGIE SA	obligations	EUR	0,5%	2/07/2025	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%	1/08/2025	1/08/2045	3	109
	EBE Renewables	obligations	BRL	14,35%	15/01/2025	15/01/2032	2 000	318
	EBE Renewables	obligations	BRL	IPCA	14/07/2025		1 450	
	EBE Renewables	obligations	BRL	12,88%	14/07/2025		750	347
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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025						31 déc. 2024					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
	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 collatéralisation (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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	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
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	1 463	1 233	-	230	903	653	-	250
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	269	-	-	269	226	-	-	226
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>	2 015	2 015	-	-	1 438	1 438	-	-
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	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
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	294	-	294	-	545	-	545	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	5 571	2	4 621	949	7 526	-	6 905	620
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	3 864	94	2 732	1 038	4 000	47	3 176	776
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	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
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	619	-	619	-	564	-	564	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	7 537	-	6 222	1 315	8 114	-	7 094	1 020
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	3 047	16	2 072	958	3 488	30	2 787	671
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	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⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2025		31 déc. 2024	
		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
Electricité - Europe	-20 €/MWh	24	(1 204)	65	(598)
Electricité - Europe	+20 €/MWh	(27)	1 204	(65)	598
Electricité - 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	103	259	(334)	(634)	313	1 014	(277)	(516)
Electricité	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
Electricité	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

En millions d'euros	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
	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 :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie
	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 :

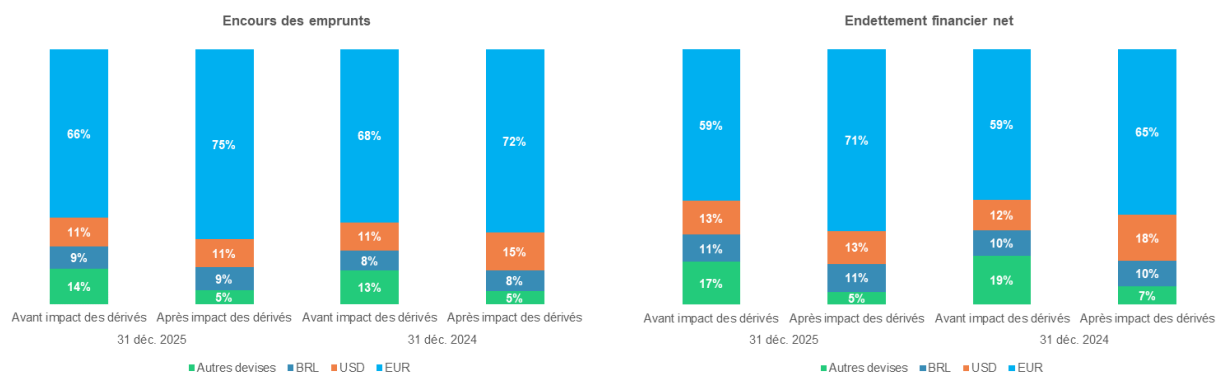
- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- 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-dessous :



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.

En millions d'euros	31 déc. 2025			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+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

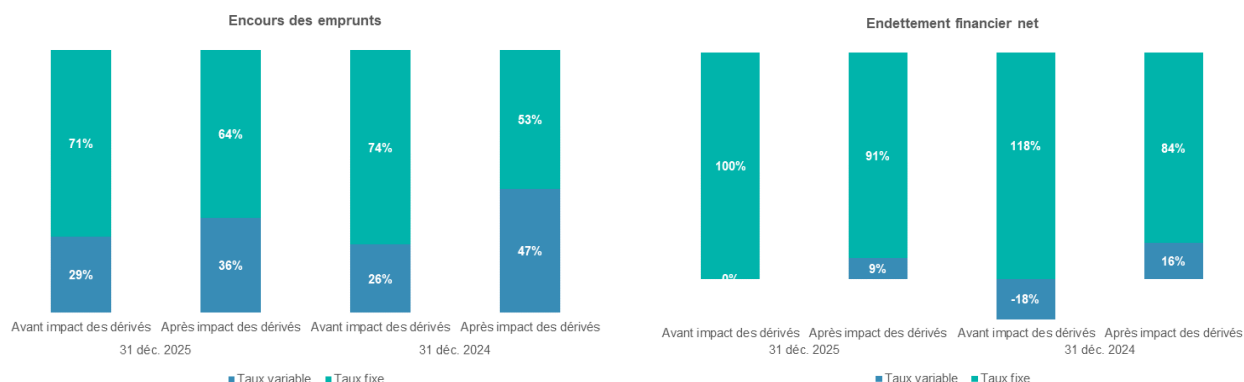
L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*») au niveau 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 pré-couvertures 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 :



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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	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

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
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	-

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

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

En millions d'euros	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
	Juste valeur		Nominal	Juste valeur		Nominal
	Actif	Passif		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

En millions d'euros	31 déc. 2025			31 déc. 2024		
	Juste valeur		Nominal	Juste valeur		Nominal
	Actif	Passif		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			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			(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
	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)}
<i>En millions d'euros</i>				
AU 31 DÉCEMBRE 2024	44	(255)	95	(502)
Part efficace comptabilisée en capitaux		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 « $ECL = EAD \times PD \times LGD$ », 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.

15.2.1 Risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

15.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 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 significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	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 significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 289	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

31 déc. 2025

En millions d'euros		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

31 déc. 2024

En millions d'euros		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

15.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie (CVA), 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		31 déc. 2024	
	Investment Grade ⁽¹⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	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.

15.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

15.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 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	(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	(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.

15.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	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.

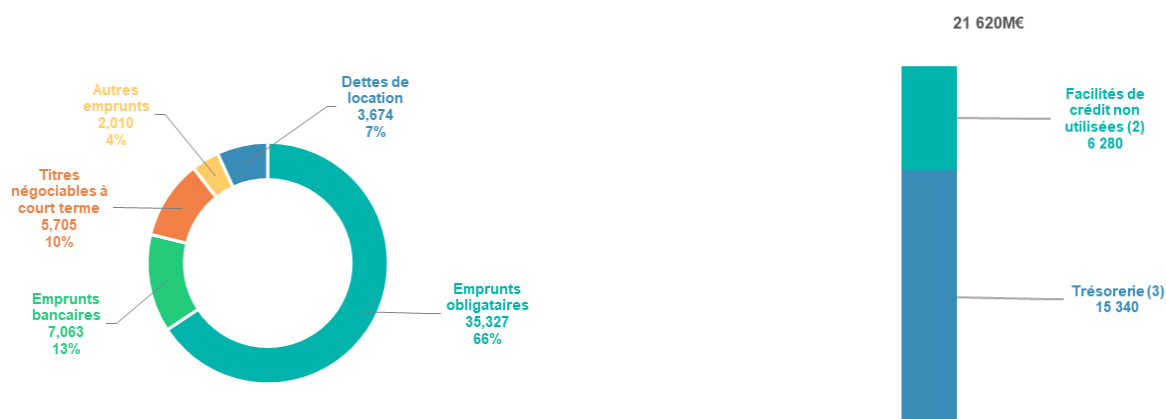
La politique de financement du Groupe repose sur les principes suivants :

- 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	(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	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 Renouvelables & *Flex Power* et *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
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 millions 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 05 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 Renouvelables & 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 Syper 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 ECARTS 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 4 fois.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 17 PROVISIONS

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers, résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration, soit en commençant à exécuter le plan, soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour 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'euros²⁰²², de la responsabilité financière de gestion des déchets nucléaires et du combustible utilisé 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 réacteur 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 3 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 attribuée 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 reçu 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 revoie 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 à la hausse des taux d'intérêt. 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'Etat 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'euros₂₀₂₂, 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'Etat 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 milliards d'euros₂₀₂₂).

- 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 25bps 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 détenues à part égales avec l'Etat 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'euros²⁰²², 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 séquençement 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'euros₂₀₂₂) :

- 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, attribuée 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 :

En millions d'euros	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
	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).

En millions d'euros	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
	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 CO₂. 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 CO₂ 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 d'atteindre 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 1^{er} 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 1^{er} 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 financées 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 durée 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 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle «retraite» relative à ces régimes s'élève à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2025. La durée moyenne de ces régimes est de 9 ans.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 durée 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 pré pension. 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 :

<i>En millions d'euros</i>	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 :

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	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								
Dettes actuarielles 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	(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
Dettes actuarielles 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 durée 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 :

En millions d'euros	Charge de la période	
	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, un ajustement à la baisse de 4,8 millions d'euros a été comptabilisé 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 (€/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	16,52	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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Avantages à court terme	31	27
Paielements 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. A 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

En millions d'euros	31 déc. 2025				31 déc. 2024			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	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 Renouvelables & *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 reais brésiliens, dont un montant principal 259 millions de reais 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 Geração 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 reais brésiliens, dont un montant principal de 289 millions de reais 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 Geração 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 reais brésiliens (561 millions de reais brésiliens en quote-part ENGIE) et 2 722 millions de reais brésiliens (1 770 millions de reais 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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'Etat 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 au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. À la suite du rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Le 26 octobre 2020, le jugement a été confirmé par la Cour d'appel d'Arnhem. ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que la Cour a commis des erreurs de droit et a mal motivé sa décision tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen et, partant, a introduit un pourvoi en cassation. En juillet 2022, la Cour de cassation a décidé de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne de questions préjudicielles afin que cette dernière juge de la compatibilité de la législation néerlandaise en matière d'intérêts avec trois des libertés fondamentales européennes. 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 (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.

En millions d'euros	Deloitte			EY			Total
	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	
Certification des comptes individuels et consolidés	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	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	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	-	-	-	0,4	-	0,4	0,4
dont autres missions	0,2	-	0,2	0,5	-	0,5	0,7
dont prestations de revue	-	-	-	-	-	-	-
dont prestations de due	-	-	-	-	-	-	-
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	-	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4
dont autres missions	0,1	0,2	0,3	-	0,1	0,1	0,4
dont prestations de revue	-	-	-	0,1	-	0,1	0,1
dont prestations de due	-	-	-	-	-	-	-
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.

Société anonyme au capital de 2 435 285 011 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

