



**RAPPORT D'ACTIVITÉ**  
**ET**  
**ÉTATS FINANCIERS**  
**CONSOLIDÉS ANNUELS 2024**

# SOMMAIRE

## 01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE AU 31 DECEMBRE 2024 .....	6
2	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET .....	17
3	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE .....	21
4	DONNÉES PROFORMA .....	22
5	COMPTES SOCIAUX.....	23

## 02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT .....	26
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL .....	27
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE .....	28
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES.....	30
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	32

## 03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS .....	35
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2024.....	40
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE .....	47
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE .....	56
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE .....	58
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE .....	62
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 .....	98
Note 15	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	114
Note 16	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES .....	132

Note 17 PROVISIONS .....	136
Note 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME .....	145
Note 19 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS .....	153
Note 20 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	156
Note 21 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS.....	158
Note 22 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS .....	159
Note 23 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	161
Note 24 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	167
Note 25 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX.....	168
Note 26 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	169



# 01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ENGIE AU 31 DECEMBRE 2024.....	6
2	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET .....	17
3	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE .....	21
4	DONNÉES PROFORMA .....	22
5	COMPTES SOCIAUX.....	23

# 1 RÉSULTATS ENGIE AU 31 DECEMBRE 2024

## Résultats d'ENGIE au 31 décembre 2024

Une nouvelle année de forte performance opérationnelle et financière  
Proposition d'un dividende de 1,48 euro par action pour 2024

### Faits marquants

- Niveau record d'activité dans les Renouvelables avec 4,2 GW de capacités ajoutées en 2024 portant la capacité totale installée à 46 GW<sup>(1)</sup>
- Accélération dans les batteries avec plus de 5 GW de capacités en opération ou en construction au 31 décembre 2024
- Expansion dans les lignes de transmission électriques avec le gain de près de 1 200 km au Brésil et au Pérou
- Progrès continu dans la trajectoire Net Zero 2045 avec une baisse de 55% à 48 Mt en 2024 vs. 2017 des émissions de GES liées à la production d'énergie
- Approbation par l'Union européenne de l'accord final relatif au nucléaire belge

### Performance financière

- Haut de la guidance 2024 atteint avec un RNRpg<sup>(2)</sup> de 5,5 milliards d'euros, en hausse de 3,4% en organique
- EBIT hors nucléaire de 8,9 milliards d'euros, en baisse organique de 5,6%, comparé à un niveau élevé en 2023
- Forte génération de cash-flow avec un Cash Flow From Operations<sup>(3)</sup> de 13,1 milliards d'euros
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique / EBITDA de 3,1x stable par rapport à fin 2023
- Dette financière nette et dette nette économique de 33,2 milliards d'euros et 47,9 milliards d'euros respectivement
- Proposition d'un dividende en hausse à 1,48 euros par action pour 2024, correspondant à un taux de distribution de 65% d'euros

## 1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2024

En milliards d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	73,8	82,6	-10,6%	-10,7%
EBITDA (hors Nucléaire)	13,4	13,7	-2,5%	-2,0%
EBITDA	15,6	15,0	+3,7%	+4,2%
EBIT (hors Nucléaire)	8,9	9,5	-6,2%	-5,6%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du	5,5	5,4	+3,1%	+3,4%
Résultat net, part du Groupe	4,1	2,2	+85,9%	
CAPEX <sup>(1)</sup>	10,0	10,6	-6,1%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	13,1	13,1	-0,1%	
Endettement financier net	33,2	+3,7 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2023		
Dette nette économique	47,9	+1,4 milliard d'euros par rapport au 31 déc. 2023		
Dette nette économique / EBITDA	3,1x	stable par rapport au 31 déc. 2023		

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity, et incluant la dette nette acquise.

(1) Capacité totale incluant un ajustement de 0,8 GW lié à un changement de définition.

(2) Résultat net récurrent, part du Groupe.

(3) Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant CAPEX de maintenance et financement des provisions nucléaires.

## 1.2 Perspectives et *guidance* 2025 - 2027

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2025, 2026 et 2027 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 2024 décrites dans les états financiers consolidés.

### 1.2.1. Objectifs financiers pour la période 2025 - 2027

Dans un contexte de réduction de la volatilité et d'une baisse des prix de l'énergie, et compte tenu d'un résultat financier net récurrent meilleur qu'attendu pour l'ensemble de l'année, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2025 à un niveau désormais compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros contre une fourchette de 3,9 à 4,5 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 8,0 à 9,0 milliards d'euros (contre 7,9 à 8,9 milliards d'euros auparavant).

#### 2027 : une année de croissance pour ENGIE

Après une année 2026 qui sera marquée par la forte diminution de la contribution des activités liées au nucléaire, le Groupe prévoit un résultat net part du Groupe en croissance en 2027, à un niveau compris entre 4,4 et 5,0 milliards d'euros.

Entre 2025 et 2027, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	2025	2026	2027
<b>EBIT hors nucléaire (nouvelle)</b>	<b>8,0 - 9,0</b>	<b>8,2 - 9,2</b>	<b>9,0 - 10,0</b>
EBIT hors nucléaire (précédente)	7,9 - 8,9	8,2 - 9,2	n/a
<b>Guidance RNRpg (nouvelle)</b>	<b>4,4 - 5,0</b>	<b>4,2 - 4,8</b>	<b>4,4 - 5,0</b>
Guidance RNRpg (précédente)	3,9 - 4,5	3,7 - 4,3	n/a

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

### 1.2.2. 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 les contingences supplémentaires ;
- prise en compte de la revue réglementaire dans les infrastructures en France pour la période 2024 – 2028 ;

- 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: 1,05 – 1,07 – 1,09 pour 2025 – 2026 – 2027,
  - €/BRL: 6,38 sur 2025 – 2027 ;
- nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales d'environ 81% en 2025 – sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 1<sup>er</sup> janvier 2025, hors LTO ;
- sortie du nucléaire : Doel 1, 2 et 4, Tihange 1 et 3 de février 2025 à décembre 2025, début de la LTO : Tihange 3 le 1<sup>er</sup> septembre 2025 / Doel 4 le 1<sup>er</sup> novembre 2025 ;
- contingences pour les activités Nucléaires en Belgique de 0,15 milliard d'euros en 2025 ;
- prix des commodités au 31 décembre 2024 ;
- résultat financier net récurrent de (2,1 à 2,5) milliards d'euros par an ;
- taux récurrent effectif d'imposition : 22-25 % sur la période 2025 - 2027.

### 1.3 Proposition d'un dividende de 1,48 euro par action en 2024

Pour l'année 2024, le Conseil d'administration propose de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,48 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 24 avril 2025.

### 1.4 Succès du déploiement du plan stratégique

#### Renouvelables

Les capacités installées renouvelables du Groupe ont augmenté de 4,2 GW en 2024, avec l'ajout de 1,9 GW en Amérique latine, 0,9 GW en Europe, 0,9 GW aux États-Unis et 0,5 GW en AMEA. Au 31 décembre 2024, le Groupe dispose de 6,8 GW de capacités en construction (75 projets), dont 1,7 GW partiellement mis en service. La capacité installée totale de Renouvelables chez ENGIE s'élève désormais à 46 GW1.

En 2024, le Groupe a signé plus de 85 contrats d'achat d'électricité (PPA) pour un total de 4,3 GW (+59% par rapport à 2023), dont 3,6 GW ayant une durée de plus de cinq ans. Cette performance comprend de nouveaux contrats avec Meta aux États-Unis, l'élargissement du partenariat global avec Google incluant de nouveaux développements en Belgique et aux États-Unis, ainsi que des accords avec d'autres entreprises du secteur de la Tech aux États-Unis et en Europe.

Au quatrième trimestre, ENGIE a remporté, via Ocean Winds, sa joint-venture à 50-50 avec EDP Renewables dédiée à l'éolien offshore, un projet flottant de 250 MW auprès du ministère chargé de l'Industrie et de l'Énergie, situé au large de Narbonne, en mer Méditerranée.

#### Infrastructures - Gaz renouvelables

Après avoir remporté au troisième trimestre une nouvelle concession pour la construction et l'exploitation d'environ 1 000 km de lignes de transport électrique et de quatre sous-stations au Brésil, ENGIE s'est vu attribuer un contrat pour la construction de 170 km de lignes à travers trois projets au Pérou, ainsi que la construction de trois nouvelles sous-stations et l'extension de quatre stations existantes.

Le développement du biométhane se poursuit en France, avec une capacité de production annuelle atteignant 13 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE, soit une augmentation de 20% par rapport au 31 décembre 2023. ENGIE a également poursuivi son expansion dans le biométhane au Royaume-Uni, en Belgique et aux Pays-Bas.

#### Batteries

Au 31 décembre 2024, ENGIE dispose de 2,6 GW de capacités installées de systèmes de stockage d'énergie par batterie dans le monde et de 2,6 GW en construction. Depuis le début de l'année 2024, le Groupe a ainsi ajouté environ 1,0 GW

de nouvelles capacités à son portefeuille d'exploitation en Amérique du Nord, principalement grâce au succès de l'intégration de Broad Reach Power.

### **Energy Solutions**

*Energy Solutions* a accéléré le développement des réseaux de chaleur et de froid, avec plus de 5 milliards d'euros de prise de commandes additionnelles, un taux moyen d'énergie renouvelable record de 90%, la reconquête en France de toutes les concessions arrivant à échéance, et l'acquisition d'un portefeuille de projets en Espagne.

Sur le marché industriel, la production d'énergie décarbonée poursuit son développement, avec plus d'une vingtaine de nouvelles unités de production sur sites industriels gagnées en 2024 en Europe et Asie du Sud-Est.

### **Allocation de capital rigoureuse**

Les investissements de 2024 se sont élevés à 10,0 milliards d'euros, dont 7,3 milliards d'euros d'investissements de croissance. 84% de ces investissements ont été consacrés aux Renouvelables, à *Energy Solutions* et à *FlexGen*.

### **Plan de performance**

Les résultats du plan de performance ont contribué à hauteur de 231 millions d'euros en 2024.

## 1.5 Nucléaire en Belgique

Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction.

## 1.6 Succès de l'opération d'actionnariat salariés

Le 7 novembre dernier, ENGIE a finalisé avec succès son opération d'actionnariat salarié LINK 2024 avec près de 30 000 salariés souscripteurs dans une vingtaine de pays pour un montant total de 170 millions d'euros (13,3 millions d'actions). Grâce à LINK 2024, la part du capital d'ENGIE détenue par les salariés représente près de 4%.

## 1.7 Des progrès significatifs réalisés sur les objectifs ESG clés

En 2024, les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie se sont élevées à 48 millions de tonnes, en forte baisse de 55% par rapport à 2017. Au-delà des leviers structurels de décarbonation, cette performance meilleure qu'anticipée résulte également d'un taux d'utilisation plus faible des centrales à gaz en Europe qui sont de plus en plus utilisées comme des actifs flexibles opérant aux heures de pointe.

Par ailleurs, la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité d'ENGIE est passée de 41% à fin 2023 à 43% à fin décembre 2024, principalement grâce à l'ajout de 4,2 GW de capacités renouvelables sur l'ensemble de l'année.

Concernant les objectifs de diversité de genre, ENGIE comptait 32% de femmes au sein du management à fin 2024, 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 2024, ENGIE a continué la mise en œuvre de son plan de transformation global ENGIE One Safety, visant à éliminer durablement les accidents graves et mortels. Ce plan s'est focalisé cette année sur le renfort de la culture santé-sécurité et l'importance des rituels managériaux sur le terrain, avec nos salariés et nos sous-traitants. Malgré les efforts mis au

service de ce plan de transformation, trois personnes ont perdu la vie alors qu'elles travaillaient pour le Groupe ou ses sous-traitants en 2024. L'objectif de zéro fatalité reste au cœur des priorités du Groupe en 2025. Par ailleurs, ENGIE a poursuivi l'amélioration de la prévention des accidents avec arrêt de travail avec un taux de fréquence de ces accidents de 1,7 fin 2024 contre 1,8 fin 2023.

## 1.9 Revue des données de l'année 2024

### 1.9.3. Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** contributif, après élimination des opérations intragroupe, s'est établi à 73,8 milliards d'euros, en baisse de 10,6% en brut et 10,7% en organique.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
Renouvelables	5 467	5 512	-0,8%	-0,7%
Infrastructures	7 231	6 873	+5,2%	+5,4%
Energy Solutions	9 853	10 405	-5,3%	-5,2%
FlexGen	4 937	5 264	-6,2%	-6,1%
Retail	14 070	16 443	-14,4%	-14,3%
Autres	32 187	37 949	-15,2%	-15,3%
<i>dont GEMS</i>	31 377	37 221	-15,7%	-15,9%
<b>TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (hors Nucléaire)</b>	<b>73 744</b>	<b>82 447</b>	<b>-10,6%</b>	<b>-10,5%</b>
Nucléaire	68	118	-42,8%	-42,8%
<b>TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>73 812</b>	<b>82 565</b>	<b>-10,6%</b>	<b>-10,7%</b>

### 1.9.4. EBITDA

L'**EBITDA** hors nucléaire s'est établi à 13,4 milliards d'euros, en baisse brute de 2,5% et de 2,0% en organique.

### 1.9.5. EBIT

L'**EBIT** hors nucléaire, qui s'est élevé à 8,9 milliards d'euros, a enregistré une baisse brute de 6,2% et de 5,6% en organique.

- Taux de change : un effet net de -82 millions d'euros, principalement dû à la dépréciation du réal brésilien en partie compensée par l'appréciation de la livre sterling.
- Variations de périmètre : effet net de +10 millions d'euros.
- Températures en France : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 93 millions d'euros, générant une variation positive totale de 28 millions d'euros par rapport à 2023 dans les Infrastructures, le *Retail* et les activités GEMS.

**Contribution des activités à l'EBIT : recul lié à GEMS compensé en partie par Renouvelables, Infrastructures et Retail**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %	dont effet temp.normatif (France) vs. 2023
Renouvelables	2 198	2 005	+9,6%	+7,3%	
Infrastructures	2 460	2 265	+8,6%	+15,3%	(63)
Energy Solutions	356	367	-3,0%	-3,1%	
FlexGen	1 467	1 513	-3,0%	-3,4%	
Retail	695	569	+22,0%	+22,5%	(22)
Autres	1 718	2 761	-37,8%	-37,9%	(7)
dont GEMS	2 382	3 551	-32,9%	-33,0%	(7)
<b>TOTAL EBIT (hors Nucléaire)</b>	<b>8 893</b>	<b>9 479</b>	<b>-6,2%</b>	<b>-5,6%</b>	<b>(93)</b>
Nucléaire	1 448	605	+139,4%	+139,4%	
<b>TOTAL EBIT</b>	<b>10 341</b>	<b>10 084</b>	<b>+2,5%</b>	<b>+3,3%</b>	<b>(93)</b>

**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. 2024
Renouvelables	594	279	913	352	93	(33)	2 198
Infrastructures	1 520	201	761	(4)	-	(18)	2 460
Energy Solutions	315	174	(2)	(158)	67	(40)	356
FlexGen	366	382	294	45	419	(38)	1 467
Retail	462	244	-	-	24	(36)	695
Autres	-	(11)	-	(3)	-	1 732	1 718
Dont GEMS	-	-	-	-	-	2 382	2 382
<b>TOTAL EBIT (hors Nucléaire)</b>	<b>3 258</b>	<b>1 270</b>	<b>1 965</b>	<b>231</b>	<b>604</b>	<b>1 565</b>	<b>8 893</b>
Nucléaire	423	1 025	-	-	-	-	1 448
<b>TOTAL EBIT</b>	<b>3 681</b>	<b>2 295</b>	<b>1 965</b>	<b>231</b>	<b>604</b>	<b>1 565</b>	<b>10 341</b>

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	574	282	925	216	34	(27)	2 005
Infrastructures	1 156	324	800	(5)	-	(9)	2 265
Energy Solutions	343	190	(1)	(142)	24	(46)	367
FlexGen	188	703	202	35	419	(34)	1 513
Retail	380	145	-	-	64	(20)	569
Autres	-	1	1	(9)	-	2 767	2 761
Dont GEMS	-	-	-	-	-	3 551	3 551
<b>TOTAL EBIT (hors Nucléaire)</b>	<b>2 641</b>	<b>1 644</b>	<b>1 927</b>	<b>96</b>	<b>541</b>	<b>2 631</b>	<b>9 479</b>
Nucléaire	324	281	-	-	-	-	605
<b>TOTAL EBIT</b>	<b>2 964</b>	<b>1 925</b>	<b>1 927</b>	<b>96</b>	<b>541</b>	<b>2 631</b>	<b>10 084</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

**Renouvelables : croissance élevée portée par une très bonne hydrologie en Europe et la contribution des actifs nouvellement mis en service**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
EBIT	2 198	2 005	+9,6%	+7,3%
CAPEX totaux	4 221	4 130	+2,2%	
CNR – prix captés (€/MWh) <sup>(1)</sup>	104	100	+4,0%	
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Ajout de capacité (GW à 100%)	4,2	3,9	0,3	
Volumes hydro – France (TWh à 100 %)	18,3	14,6	3,8	

(1) Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR.

L'EBIT des Renouvelables a enregistré une croissance organique de 7,3% portée par des conditions d'hydrologie exceptionnelles en France et au Portugal sur l'ensemble de l'année ainsi que par une forte contribution des nouvelles capacités mises en service notamment aux États-Unis, en Amérique latine et en Europe. Ces éléments positifs ont compensé la baisse des prix en Europe, la taxe CNR en France, le non-renouvellement de *one-off* positif en Amérique latine en 2023 et l'impact de la baisse des marges de DBSO en 2024.

**Infrastructures : forte hausse portée par l'augmentation des tarifs en Europe**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	4 362	4 151	+5,1%	+8,5%
EBIT	2 460	2 265	+8,6%	+15,3%
CapEx totaux	2 343	2 173	+7,8%	
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Effet température normatif (EBIT - France)	(63)	(81)	18	

L'EBIT des Infrastructures a progressé de 15,3% en organique en raison principalement de l'augmentation des tarifs en France et en Roumanie ainsi que par la bonne performance des actifs gaziers et électriques en Amérique latine. Ces éléments ont largement compensé la baisse des revenus des capacités souscrites pour le transit de gaz entre la France et l'Allemagne, qui étaient particulièrement élevés en 2023 ainsi que la diminution de la volatilité sur les marchés de gros qui avaient été particulièrement favorables en 2023 pour les activités de stockage en Europe.

**Energy Solutions : impacté par la sous-performance des contrats aux États-Unis**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 853	10 045	-5,3%	-5,2%
EBIT	356	367	-3,0%	-3,1%
CAPEX totaux	1 076	1 086	-1,2%	
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Cap. installées infra. décentralisées (GW)	25,7	25,3	0,4	
Marge d'EBIT (hors <i>one-off</i> )	+5,3%	+5,3%		
Marge EBIT	+3,6%	+3,5%	10 pb	
Backlog - Concessions en France (milliards d'euros)	21,5	21,3	0,2	

Les activités d'Energy Solutions ont enregistré une baisse organique de leur EBIT de 3,1%, en raison de la baisse des marges des installations de cogénération et des prix du gaz. Elles ont également été pénalisées par la diminution des marges de DBSO du solaire décentralisé aux États-Unis. L'amélioration de la performance des activités d'efficacité énergétique et la contribution des nouveaux investissements ont permis de compenser en grande partie ces effets. L'année 2024 a également été marquée par une revue complète du portefeuille de contrats aux États-Unis ayant conduit à la comptabilisation de provisions au troisième trimestre 2024 (163 millions d'euros) portant principalement sur la construction de deux unités de cogénération. Ces provisions sont d'un montant comparable à 2023 (150 millions d'euros) auquel s'ajoutait la reconnaissance d'un impôt différé passif sur Tabreed (38 millions d'euros).

**FlexGen : augmentation des spreads captés en Europe compensée par l'impact de la taxe inframarginale et la normalisation des marchés**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	1 878	1 929	-2,7%	-3,6%
EBIT	1 467	1 513	-3,0%	-3,4%
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
CSS moyen capté en Europe (€/MWh)	43	37	+16,2%	
Capacité installée (GW à 100%)	56,2	59,0	-4,7%	

L'EBIT des activités *FlexGen* est en légère décroissance organique de 3,4% en raison principalement de l'impact de la taxe inframarginale en France et de la baisse des facteurs de charge des centrales à gaz en Europe. L'EBIT a par ailleurs bénéficié d'une augmentation des spreads captés en Europe grâce à la politique de couverture du Groupe et sa capacité à capturer la valeur liée à la flexibilité et à la volatilité, et d'une augmentation des marges au Chili avec la baisse des prix d'approvisionnement liée à une très bonne hydrologie.

**Retail : bonne performance en raison d'un effet timing non récurrent**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	938	821	+14,2%	+14,6%
EBIT	695	569	+22,0%	+22,5%
Effet température normatif (EBIT - France)	(22)	(29)	7	

L'EBIT des activités de *Retail* est ressorti en hausse organique de 22,5% grâce à un effet timing non-récurrent sur l'approvisionnement et, dans une moindre mesure, grâce à un climat moins doux que l'an passé associé à une bonne optimisation du portefeuille de couvertures. Cela a permis de compenser de moindres volumes dus à la poursuite de la sobriété et l'impact de mesures exceptionnelles destinées à soutenir nos clients en situation de précarité énergétique.

**Activités «Autres» : moindre contribution de GEMS comparé à un niveau élevé en 2023**

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 2 382 millions d'euros, comparé à 3 551 millions d'euros en 2023. L'EBIT de GEMS hors éléments non récurrents a été soutenu par la bonne dynamique de l'activité *Client Risk Management & Supply* portée par les contrats signés historiquement à des conditions favorables et qui se matérialisent à la date de livraison. L'EBIT ressort toutefois en baisse par rapport à 2023, en raison de la normalisation des conditions de marché et d'une diminution de la volatilité inhérente.

Par ailleurs, l'EBIT a été soutenu par plusieurs éléments non récurrents dont des relâchements de réserves de marché en 2024, à un niveau toutefois inférieur à 2023, en lien avec la poursuite de la normalisation des conditions de marché.

**Nucléaire : forte croissance liée principalement à l'absence de taxe inframarginale en Belgique et l'augmentation des prix capturés**

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	2 174	1 285	+69,2%	+69,2%
EBIT	1 448	605	+139,4%	+139,4%
CAPEX totaux	244	174	+40,0%	
<b>Indicateurs de performance opérationnelle</b>				
Production (BE + FR, @share, TWh)	31,5	32,0	-1,6%	
Disponibilité (Belgique à 100%)	+86,2%	+88,8%	260 pb	

L'EBIT de l'activité nucléaire s'élève à 1 448 millions d'euros en 2024 comparé à 605 millions d'euros un an auparavant. Cette forte croissance s'explique principalement par l'absence de taxe inframarginale en Belgique cette année, celle-ci

ayant été arrêtée en juin 2023. Elle résulte également d'une augmentation des prix capturés. Ces effets positifs ont très largement compensé l'arrêt de Tihange 2 intervenu en février 2023 et une moindre disponibilité des centrales Belges (86,2%), en particulier due à la prolongation de l'arrêt de Doel 4.

### 1.9.6. Analyse de la croissance organique en base comparable

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/organique en %
<b>Chiffres d'affaires</b>	<b>73 812</b>	<b>82 565</b>	<b>-10,6%</b>
Effet périmètre	(201)	(91)	-
Effet change	-	(80)	-
<b>Données comparables</b>	<b>73 611</b>	<b>82 396</b>	<b>-10,7%</b>

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/organique en %
<b>EBITDA</b>	<b>15 566</b>	<b>15 017</b>	<b>+3,7%</b>
Effet périmètre	(170)	(146)	-
Effet change	-	(95)	-
<b>Données comparables</b>	<b>15 396</b>	<b>14 777</b>	<b>+4,2%</b>

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute/organique en %
<b>EBIT</b>	<b>10 341</b>	<b>10 084</b>	<b>+2,5%</b>
Effet périmètre	(152)	(142)	-
Effet change	-	(82)	-
<b>Données comparables</b>	<b>10 189</b>	<b>9 860</b>	<b>+3,3%</b>

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 *pro rata 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 *pro rata 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation brute en %
<b>EBIT</b>	<b>10 341</b>	<b>10 084</b>	<b>+2,5%</b>
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(309)	2 430	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(212)	(22)	
<b>Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>9 820</b>	<b>12 493</b>	<b>-21,4%</b>
Pertes de valeur	(709)	(1 318)	
Restructurations	(369)	(47)	
Effets de périmètre	439	(85)	
Autres éléments non récurrents	(151)	(4 945)	
<b>Résultat des activités opérationnelles</b>	<b>9 030</b>	<b>6 098</b>	<b>+48,1%</b>
Résultat financier	(1 842)	(2 163)	
Impôts sur les bénéfices	(2 215)	(1 031)	
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>4 973</b>	<b>2 903</b>	
<b>Résultat net récurrent part du Groupe</b>	<b>5 531</b>	<b>5 366</b>	
<b>Résultat net récurrent part du Groupe par action</b>	<b>2,25</b>	<b>2,18</b>	
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>4 106</b>	<b>2 208</b>	
<b>Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>867</b>	<b>695</b>	

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>Résultat net récurrent part du Groupe</b>	<b>5 531</b>	<b>5 366</b>
Pertes de valeur	(709)	(1 318)
Restructurations	(369)	(47)
Effets de périmètre	439	(85)
Autres éléments non récurrents	(151)	(4 945)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(309)	2 430
Part non récurrente du résultat financier	66	(189)
Part non récurrente des impôts sur les bénéfices	(181)	872
Autres	(211)	123
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>4 106</b>	<b>2 208</b>

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 9 030 millions d'euros, en hausse par rapport à l'exercice précédent, principalement en raison de la comptabilisation, en 2023, de l'impact de la révision des provisions nucléaires et de moindres pertes de valeurs en 2024, partiellement compensée par l'effet négatif des résultats latents des instruments financiers sur matières premières non qualifiés de couverture.

Au 31 décembre, le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 709 millions d'euros (contre des pertes de valeur nettes de 1 318 millions d'euros au 31 décembre 2023), principalement en raison des effets induits par les cessions, en cours ou finalisées, qui s'inscrivent dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe : deux centrales thermiques au gaz au Pakistan, une centrale au charbon au Maroc et des entités portant des actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (voir *Note 9.1 « Pertes de valeur »*) ;
- des charges de restructuration de 369 millions d'euros (contre 47 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir *Note 9.2 « Restructurations »*) ;
- des « Effets de périmètre » pour 439 millions d'euros (contre -85 millions d'euros au 31 décembre 2023) principalement liés à la cession partielle d'une participation de 15% dans Transportadora Asociada de Gás S.A. (« TAG ») au Brésil et aux effets induits par la cession partielle d'une quote-part d'intérêt dans Mayakan au Mexique (voir *Note 9.3 « Effets de périmètre »*) ;
- d'autres éléments non récurrents à concurrence de -151 millions d'euros (contre -4 945 millions d'euros au 31 décembre 2023) (voir *Note 9.4 « Autres éléments non récurrents »*).

Le **résultat financier** s'élève à -1 842 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre -2 163 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir *Note 10 « Résultat financier »*).

Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 908 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre -1 975 millions d'euros au 31 décembre 2023. Cette amélioration de 67 millions d'euros provient de l'augmentation des autres produits financiers pour +240 millions d'euros partiellement compensée par la hausse du coût de la dette nette à concurrence de -173 millions d'euros.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2024 s'établit à 2 215 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 031 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 27,6% à fin décembre 2024 contre 27,1% à fin décembre 2023, principalement en raison de :

- l'évolution de la situation fiscale dans certains pays ne reconnaissant que partiellement, en 2024 et/ou 2023, leurs actifs d'impôt différé (notamment Belgique, Mexique, Allemagne et Pays-Bas) – environ +0,9 point ;
- l'évolution du mix de taux d'imposition par pays d'activité du Groupe – Environ -0,5 point.

Le **résultat net récurrent part du Groupe** s'élève à 5 531 millions d'euros en légère hausse par rapport à l'exercice précédent (5 366 millions au 31 décembre 2023).

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 4 106 millions d'euros contre 2 208 millions au 31 décembre 2023, essentiellement impacté par l'évolution du résultat des activités opérationnelles.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 867 millions d'euros, en augmentation par rapport au 31 décembre 2023 (+172 millions d'euros).

## 2 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

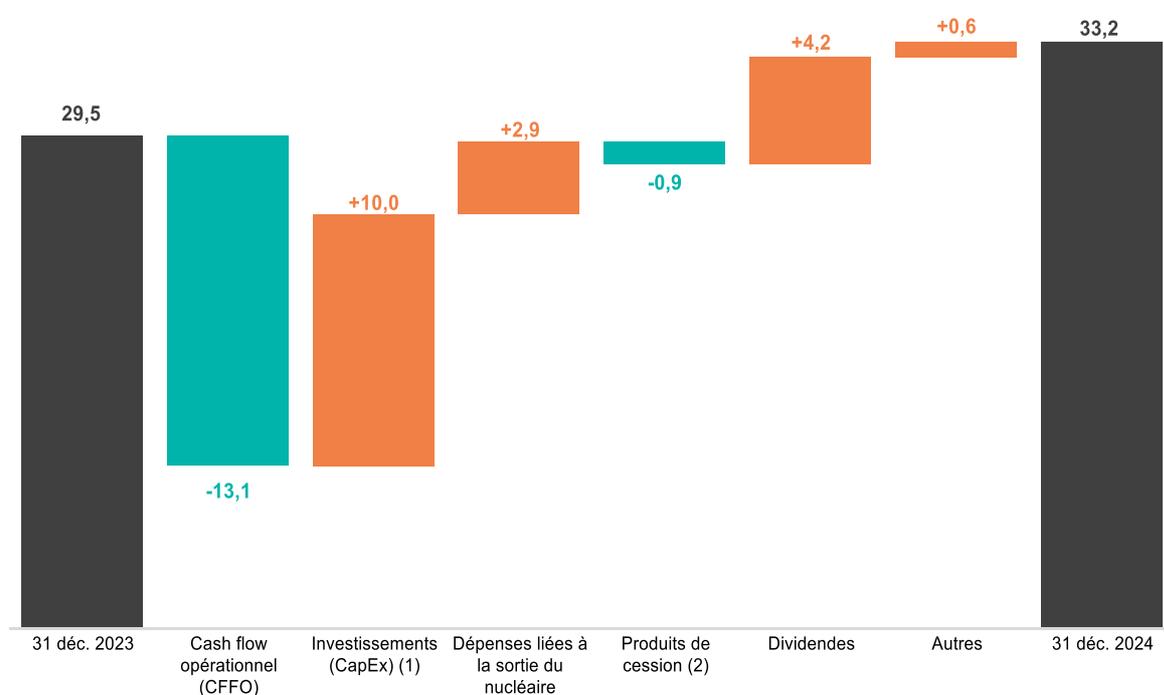
L'**endettement financier net** s'est établi à 33,2 milliards d'euros, en hausse de 3,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023.

Cette hausse est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 10 milliards d'euros,
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (4,1 milliards d'euros),
- au financement et dépenses encourues liés au nucléaire en Belgique pour 2,9 milliards d'euros.

Ces éléments ont été compensés essentiellement par des *Cash Flow From Operations* de 13,1 milliards d'euros.

En milliards d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO et des financements de tax equity, ainsi que les effets de périmètre liés aux acquisitions.

(2) Y compris effets de périmètre liés aux cessions.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,1x, en hausse de 0,2x par rapport au 31 décembre 2023. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 4,59%.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Endettement financier net	33 223	29 493
EBITDA	15 566	15 017
<b>RATIO DETTE NETTE/EBITDA</b>	<b>2,13</b>	<b>1,96</b>

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 65% en euros, 18% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2024.

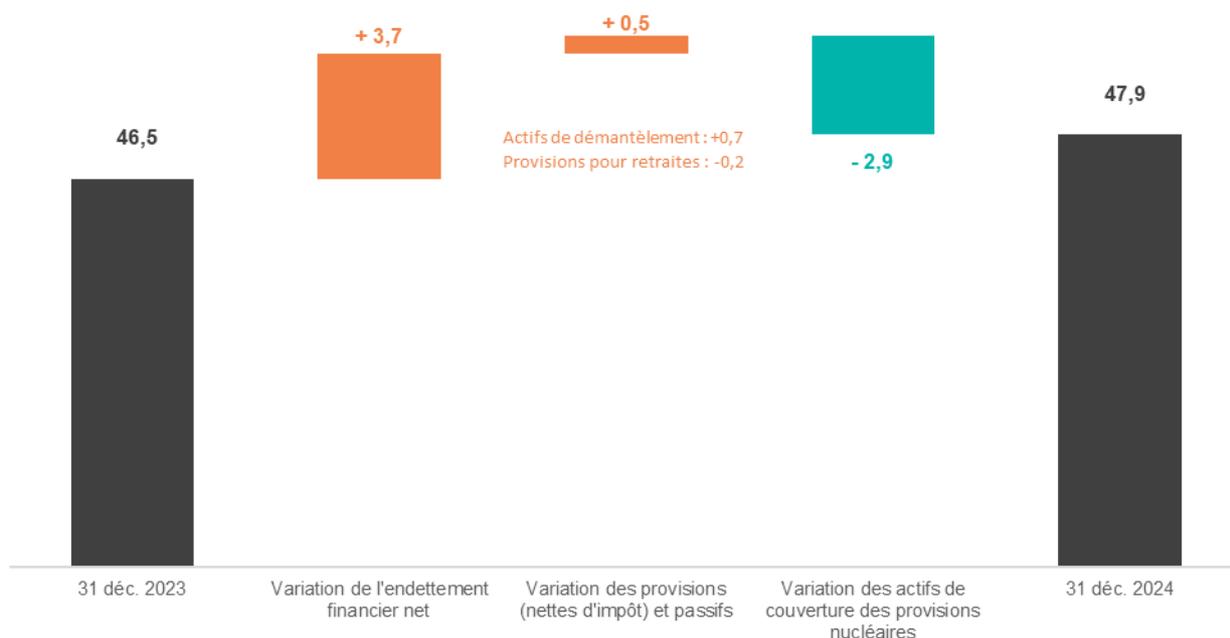
L'endettement financier net est libellé à 84% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 13,0 ans.

Au 31 décembre 2024, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,8 milliards d'euros.

La **dette nette économique** s'est élevée à 47,9 milliards d'euros, en hausse de 1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2023.

En milliards d'euros



Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3.1x, stable par rapport au 31 décembre 2023 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Dette nette économique	47 874	46 517
EBITDA	15 566	15 017
<b>RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA</b>	<b>3,08</b>	<b>3,10</b>

### Rating

- S&P : BBB+ / A-2 avec perspective Stable
- Moody's : Baa1 / P-2 avec perspective Stable
- Fitch : BBB+ / F1 avec perspective Stable

## 2.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le **Cash Flow From Operations** s'élève à 13,1 milliards d'euros en 2024, un niveau stable par rapport à 2023 qui était particulièrement élevé.

Le **besoin en fonds de roulement** est négatif à hauteur de 0,2 milliard d'euros, avec une amélioration d'une année sur l'autre de 0,8 milliard d'euros, les impacts positifs sur les créances clients nettes (+4,4 milliards d'euros) et les appels de marge (+0,8 milliard d'euros) ayant compensé les effets négatifs liés principalement au retrait de gaz (-1,9 milliard d'euros), aux boucliers tarifaires (-1,5 milliard d'euros), aux factures à émettre (-1,0 milliard d'euros) et au nucléaire (-0,4 milliard d'euros).

## 2.2 Liquidités

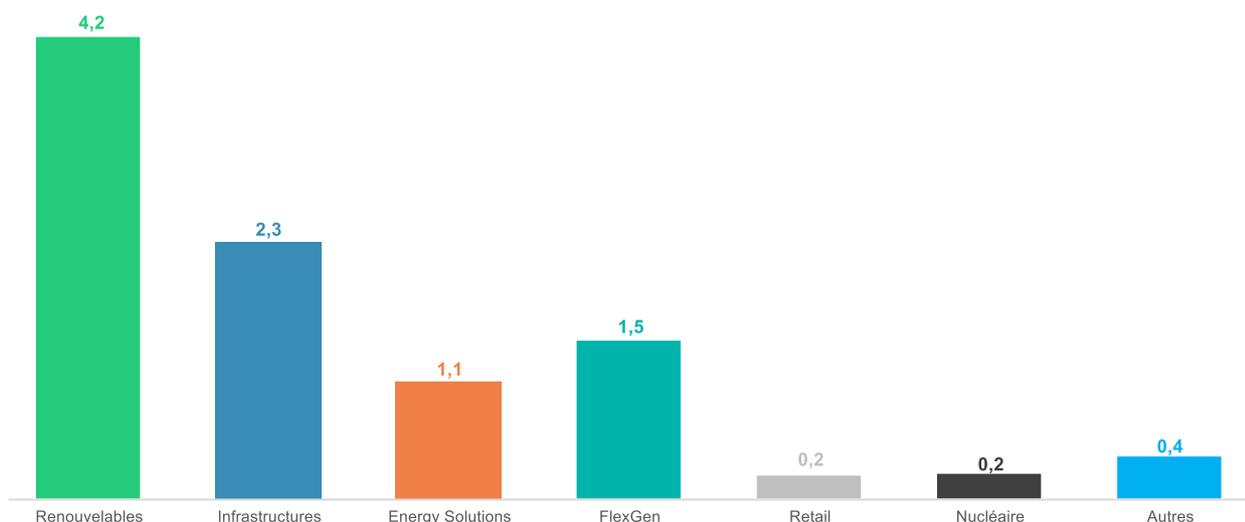
Le Groupe a maintenu un niveau de liquidité élevé qui s'est établi à 25,5 milliards d'euros au 31 décembre 2024, dont 17,7 milliards d'euros de disponibilités <sup>(1)</sup>.

## 2.3 Investissements (CAPEX)

Le **total des investissements** s'élève à 10,0 milliards d'euros, dont 7,3 milliards d'euros dédié aux investissements de croissance.

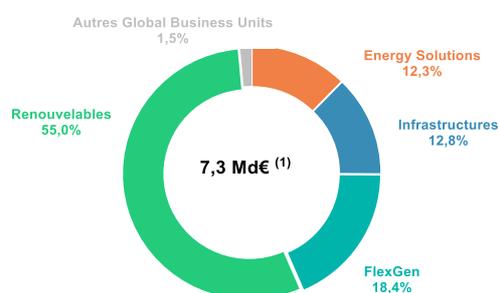
### Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En milliards d'euros



(1) Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires.

Les investissements de croissance s'élèvent à 7,3 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :



Principaux projets (Md€)

Principaux projets (Md€)	
<b>Renouvelables</b>	<b>4,0</b>
B Brésil : Eolien & Solaire (Santo Agostinho, Assurua & Assu Sol)	1,1
Acquisitions Amérique latine (Cruzeiro & Hat)	0,7
France Eolien & Solaire (principalement Engie Green)	0,5
Chili (Lomas de Talta & Projets de systèmes de stockage d'énergie par batterie)	0,4
Acquisitions Europe	0,3
Mexique (projets photovoltaïques et éoliens)	0,2
<b>Infrastructures</b>	<b>0,9</b>
Infrastructures régulées France	0,4
Amérique - Lignes de transmission d'électricité	0,2
Acquisitions biométhane	0,1
<b>FlexGen</b>	<b>1,2</b>
Projets Broad Reach Power	0,7
Flemalle	0,2

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate et des financements de tax equity.

La matrice activités/géographies des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2024
Renouvelables	500	420	2 610	188	288	5	4 012
Infrastructures	439	167	330	-	-	-	935
Energy Solutions	495	191	33	98	50	28	895
FlexGen	33	536	104	680	(164)	2	1 191
Retail	44	42	-	-	9	56	152
Nucléaire	-	78	-	-	-	-	78
Autres	-	-	-	15	-	15	30
Dont GEMS	-	-	-	-	-	89	89
<b>TOTAL CAPEX DE CROISSANCE</b>	<b>1 511</b>	<b>1 434</b>	<b>3 076</b>	<b>981</b>	<b>183</b>	<b>106</b>	<b>7 292</b>

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023 (1)
Renouvelables	323	481	1 103	994	1 059	7	3 966
Infrastructures	501	164	174	-	-	-	839
Energy Solutions	477	155	1	136	79	48	895
FlexGen	42	299	14	1 492	(8)	5	1 843
Retail	53	45	-	-	8	54	160
Nucléaire	-	19	-	-	-	-	19
Autres	-	8	-	1	6	354	370
Dont GEMS	-	-	-	-	-	82	82
<b>TOTAL CAPEX DE CROISSANCE</b>	<b>1 395</b>	<b>1 171</b>	<b>1 291</b>	<b>2 622</b>	<b>1 144</b>	<b>468</b>	<b>8 091</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

### 3 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023	Variation nette
<b>Actifs non courants</b>	<b>110 185</b>	<b>119 023</b>	<b>(8 838)</b>
<i>Dont goodwill</i>	13 291	12 864	427
<i>Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	72 352	66 399	5 953
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	6 689	12 764	(6 075)
<i>Dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	8 373	9 213	(841)
<b>Actifs courants</b>	<b>79 359</b>	<b>75 617</b>	<b>3 742</b>
<i>Dont créances commerciales et autres débiteurs</i>	16 173	20 092	(3 919)
<i>Dont instruments financiers dérivés</i>	6 366	8 481	(2 115)
<i>Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	1 248	-	1 248
<b>Capitaux propres</b>	<b>41 458</b>	<b>35 724</b>	<b>5 734</b>
Provisions	33 621	32 593	1 028
Dettes financières	52 006	47 287	4 720
Instruments financiers dérivés	13 646	24 561	(10 915)
Autres passifs	48 812	54 475	(5 663)
<i>Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	560	-	560

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'élèvent à 72,4 milliards d'euros, en hausse de 6,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+10,8 milliards d'euros), des variations de périmètre (+0,7 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-5,1 milliards d'euros) et les pertes de valeurs enregistrées sur la période (-0,9 milliard d'euros).

Les **goodwill** s'élèvent à 13,3 milliards d'euros, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2023 (voir Note 13 « Actifs immobilisés »).

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** s'élèvent à 8,4 milliards d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2023.

Les **capitaux propres totaux** s'élèvent à 41,5 milliards d'euros, en hausse de 5,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023. Cette hausse provient essentiellement du résultat net de la période (+5,0 milliards d'euros), des autres éléments du résultat global (+3,5 milliards d'euros portant essentiellement sur les couvertures de flux de trésorerie sur matières premières), partiellement compensés par les dividendes distribués (-4,1 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 33,6 milliards d'euros, en légère hausse par rapport au 31 décembre 2023 (voir Note 17 « Provisions »).

## 4 DONNÉES PROFORMA

### ENGIE fait évoluer son organisation à compter du 1<sup>er</sup> février 2025

Depuis 2021, ENGIE déploie une stratégie ambitieuse en faveur de la transition énergétique, au travers d'une transformation de son portefeuille d'actifs, de son organisation, et de sa culture. Cette stratégie se matérialise par la croissance de ses activités clés, en ligne avec son objectif d'être Net Zéro Carbone en 2045.

Les marchés de l'énergie continuent d'évoluer rapidement, avec un besoin croissant de solutions de flexibilité pour garantir la stabilité du système énergétique, à mesure que les énergies renouvelables deviennent une source majeure de production et que la demande des clients pour une énergie décarbonée s'accroît.

Pour capitaliser sur ces opportunités et tirer toute la valeur de son modèle intégré, ENGIE ajuste le périmètre de ses Global Business Units (GBU) (voir Note 24 « Evènements postérieurs à la clôture ») :

- pour fournir plus d'électrons verts et « smart », la GBU *Renewable & Flex Power* regroupera les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques (CCGT) ;
- s'appuyant sur le rôle central des réseaux dans le système énergétique, la GBU *Networks* continuera à croître dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- pour contribuer à la décarbonation des industries et des villes, la GBU *Energy Solutions*, rebaptisée *Local Energy Infrastructures*, consolidera sa position de leader en Europe tout en étant plus sélective dans ses activités et géographies ;
- pour optimiser l'exploitation des actifs du Groupe et fournir à tous les clients de l'énergie de manière fiable et durable, la GBU *Supply & Energy Management* regroupera les activités de gestion de l'énergie ainsi que les activités de fourniture d'énergie BtoB et BtoC (*Retail*).

Ce changement d'organisation du Groupe est sans incidence sur l'identification des secteurs opérationnels et reportables au 31 décembre 2024. Le tableau ci-dessous présente néanmoins les données proforma non auditées de l'EBIT 2024 et 2023 sur base de la nouvelle organisation effective au 1<sup>er</sup> février 2025.

<i>En millions d'euros (données non auditées)</i>	31 déc. 2024 proforma	31 déc. 2023 proforma
<b>Renewables &amp; Flex Power</b>	<b>3 696</b>	<b>3 539</b>
<i>Renewables &amp; BESS</i>	2 413	2 310
<i>Gas generation</i>	1 283	1 229
<b>Infrastructures</b>	<b>2 953</b>	<b>2 762</b>
<i>Networks</i>	2 429	2 243
<i>Local Energy Infrastructures</i>	524	519
<b>Supply &amp; Energy Management</b>	<b>3 077</b>	<b>4 120</b>
<i>BtoC</i>	695	569
<i>BtoB</i>	1 067	1 581
<i>Energy Management</i>	1 316	1 970
<b>Autre</b>	<b>(833)</b>	<b>(942)</b>
<b>TOTAL EBIT (hors Nucléaire)</b>	<b>8 893</b>	<b>9 479</b>
<b>Nucléaire</b>	<b>1 448</b>	<b>605</b>
<b>TOTAL EBIT</b>	<b>10 341</b>	<b>10 084</b>

## 5 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2024, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 40 805 millions d'euros, en retrait par rapport à 2023 (54 149 millions d'euros) sur le marché du gaz et de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 766 millions d'euros au 31 décembre 2024, en forte augmentation de +1 753 millions d'euros par rapport à l'exercice 2023 où il était de - 987 millions d'euros. La marge énergie s'améliore de +1 344 millions d'euros.

Le résultat financier est de 654 millions d'euros, stable par rapport à 2023.

Le résultat non récurrent (2 627 millions d'euros) est principalement impacté par les variations de valeurs sur titres de participation (dont Electrabel SA).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 412 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 247 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 378 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +4 460 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 29 372 millions d'euros contre 28 376 millions d'euros à fin 2023, soit une augmentation de +996 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2024 (+4 460 millions d'euros) et au paiement du dividende 2023 pour un montant de -3 503 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, les dettes financières ressortent à 49 341 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 13 494 millions d'euros (dont 7 209 millions d'euros de comptes courants des filiales).

### 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

En millions d'euros	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)
<b>(A) Tranches de retard de paiement</b>												
Nombre de factures concernées	-					21 581						5 077 152
Montant total des factures concernées TTC	-	16,2	17,5	-	386,3	420,0	201,7	16,7	23,4	630,5		872,3
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,03%	0,04%	0,00%	0,83%	0,90%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							0,42%	0,03%	0,05%	1,31%		1,81%
<b>(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées</b>												
Nombre des factures exclues			460						243			
Montant total des factures exclues			(22,1)						0,6			
<b>(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)</b>												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours					



# 02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT .....	26
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL .....	27
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE .....	28
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES .....	30
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE .....	32

## COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>6.2 &amp; 7</b>	<b>73 812</b>	<b>82 565</b>
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(49 465)	(56 992)
Charges de personnel	8.2	(8 623)	(8 149)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(5 547)	(4 911)
Impôts et taxes	8.4	(2 391)	(2 627)
Autres produits opérationnels		1 185	1 541
<b>Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel</b>		<b>8 970</b>	<b>11 427</b>
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	850	1 066
<b>Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>		<b>9 820</b>	<b>12 493</b>
Pertes de valeur	9.1	(709)	(1 318)
Restructurations	9.2	(369)	(47)
Effets de périmètre	9.3	439	(85)
Autres éléments non récurrents	9.4	(151)	(4 945)
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>		<b>9 030</b>	<b>6 098</b>
Charges financières		(3 845)	(3 340)
Produits financiers		2 003	1 177
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>10</b>	<b>(1 842)</b>	<b>(2 163)</b>
Impôt sur les bénéfices	11	(2 215)	(1 031)
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>4 973</b>	<b>2 903</b>
<b>Résultat net part du Groupe</b>		<b>4 106</b>	<b>2 208</b>
<b>Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>867</b>	<b>695</b>
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS) <sup>(1)</sup></b>	<b>12</b>	<b>1,66</b>	<b>0,88</b>
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS) <sup>(1)</sup></b>	<b>12</b>	<b>1,65</b>	<b>0,88</b>

(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.

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>4 973</b>	<b>2 903</b>
Instruments de dette	14.1	(17)	325
Couverture d'investissement net	15	(265)	148
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	(271)	(83)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	4 261	(3 162)
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		(763)	765
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(175)	36
Écarts de conversion		206	(343)
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES</b>		<b>2 978</b>	<b>(2 315)</b>
Instruments de capitaux propres	14.1	225	120
Pertes et gains actuariels		404	(580)
Impôts différés sur éléments non recyclables		(75)	135
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	1
<b>TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES</b>		<b>554</b>	<b>(324)</b>
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES</b>		<b>3 532</b>	<b>(2 639)</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL</b>		<b>8 505</b>	<b>264</b>
<i>Dont quote-part du Groupe</i>		<i>7 586</i>	<i>(717)</i>
<i>Dont quote-part des participations ne donnant pas le contrôle</i>		<i>919</i>	<i>981</i>

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>Actifs non courants</b>			
Goodwill	13.1	13 291	12 864
Immobilisations incorporelles nettes	13.2	7 964	8 449
Immobilisations corporelles nettes	13.3	64 388	57 950
Autres actifs financiers	14	7 722	14 817
Instruments financiers dérivés	14	6 689	12 764
Actifs de contrats	7	3	1
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	8 373	9 213
Autres actifs non courants	22	908	990
Actifs d'impôt différé	11	847	1 974
<b>TOTAL ACTIFS NON COURANTS</b>		<b>110 185</b>	<b>119 023</b>
<b>Actifs courants</b>			
Autres actifs financiers	14	11 959	2 170
Instruments financiers dérivés	14	6 366	8 481
Créances commerciales et autres débiteurs	7	16 173	20 092
Actifs de contrats	7	9 229	9 530
Stocks	22	5 061	5 343
Autres actifs courants	22	12 395	13 424
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	16 928	16 578
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	1 248	-
<b>TOTAL ACTIFS COURANTS</b>		<b>79 359</b>	<b>75 617</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>189 544</b>	<b>194 640</b>

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Capitaux propres part du Groupe		34 556	30 057
Participations ne donnant pas le contrôle	2	6 902	5 667
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>16</b>	<b>41 458</b>	<b>35 724</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Provisions	17	15 909	18 792
Emprunts à long terme	14	42 880	37 920
Instruments financiers dérivés	14	7 695	16 755
Autres passifs financiers	14	97	82
Passifs de contrats	7	153	93
Autres passifs non courants	22	2 591	3 614
Passifs d'impôt différé	11	5 875	5 632
<b>TOTAL PASSIFS NON COURANTS</b>		<b>75 201</b>	<b>82 889</b>
<b>Passifs courants</b>			
Provisions	17	17 712	13 801
Emprunts à court terme	14	9 127	9 367
Instruments financiers dérivés	14	5 951	7 806
Fournisseurs et autres créanciers	14	19 153	22 976
Passifs de contrats	7	3 818	3 960
Autres passifs courants	22	16 565	18 118
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	560	-
<b>TOTAL PASSIFS COURANTS</b>		<b>72 884</b>	<b>76 027</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		<b>189 544</b>	<b>194 640</b>

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

## ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2022</b>	<b>2 435</b>	<b>25 667</b>	<b>5 036</b>	<b>3 393</b>	<b>(668)</b>	<b>(1 422)</b>	<b>(189)</b>	<b>34 253</b>	<b>5 032</b>	<b>39 285</b>
Résultat net	-	-	2 208	-	-	-	-	2 208	695	2 903
Autres éléments du résultat global	-	-	(307)	-	(2 348)	(270)	-	(2 925)	286	(2 639)
<b>RÉSULTAT GLOBAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 901</b>	<b>-</b>	<b>(2 348)</b>	<b>(270)</b>	<b>-</b>	<b>(717)</b>	<b>981</b>	<b>264</b>
Rémunération sur base d'actions	-	-	53	-	-	-	-	53	-	53
Dividendes distribués en numéraire <sup>(1)</sup>	-	(1 752)	(1 675)	-	-	-	-	(3 427)	(522)	(3 949)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(69)	-	-	-	12	(57)	-	(57)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée	-	-	(80)	-	-	-	-	(80)	-	(80)
Transactions entre actionnaires <sup>(2)</sup>	-	-	(99)	-	-	-	-	(99)	(68)	(168)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	40	40
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	201	201
Changements normatifs	-	-	(5)	-	-	-	-	(5)	-	(5)
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	-	137	-	-	-	-	137	4	140
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>2 435</b>	<b>23 916</b>	<b>5 198</b>	<b>3 393</b>	<b>(3 015)</b>	<b>(1 693)</b>	<b>(177)</b>	<b>30 057</b>	<b>5 667</b>	<b>35 724</b>

(1) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 16 «Éléments sur capitaux propres» des états financiers consolidés au 31 décembre 2023.

(2) Concerne principalement l'acquisition de la participation minoritaire détenue par Mitsui & Co., Ltd. («Mitsui») dans International Power (Australia) Holdings Pty Limited («IPAH») (voir Note 4 «Principales variations de périmètre» des états financiers consolidés au 31 décembre 2023).

(3) L'impact net concerne principalement la résolution du litige avec l'Administration fiscale française sur la cession sans recours de la créance de précompte opérée par le Groupe en 2005. Ce litige est présenté dans la Note 23 «Contentieux et enquêtes» des états financiers consolidés au 31 décembre 2023.

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

<i>En millions d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Vari- ations de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
<b>CAPITAUX PROPRES</b>										
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>2 435</b>	<b>23 916</b>	<b>5 198</b>	<b>3 393</b>	<b>(3 015)</b>	<b>(1 693)</b>	<b>(177)</b>	<b>30 057</b>	<b>5 667</b>	<b>35 724</b>
Résultat net	-	-	4 106	-	-	-	-	4 106	867	4 973
Autres éléments du résultat global	-	-	530	-	2 815	135	-	3 480	52	3 532
<b>RÉSULTAT GLOBAL</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4 636</b>	<b>-</b>	<b>2 815</b>	<b>135</b>	<b>-</b>	<b>7 586</b>	<b>919</b>	<b>8 505</b>
Rémunération sur base d'actions	-	(9)	98	-	-	-	-	90	-	90
Dividendes distribués en numéraire <sup>(1)</sup>	-	(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 <sup>(1)</sup>	-	-	(80)	645	-	-	-	565	-	565
Transactions entre actionnaires <sup>(1)</sup>	-	-	(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)
<b>CAPITAUX PROPRES</b>										
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>2 435</b>	<b>21 025</b>	<b>8 937</b>	<b>4 038</b>	<b>(200)</b>	<b>(1 557)</b>	<b>(122)</b>	<b>34 556</b>	<b>6 902</b>	<b>41 458</b>

(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. 2024	31 déc. 2023
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>4 973</b>	<b>2 903</b>
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(850)	(1 066)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		1 097	1 031
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 991	11 020
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(290)	136
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(136)	(2 430)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(441)	(382)
- Charge d'impôt	11	2 215	1 031
- Résultat financier	10	1 842	2 163
<b>Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt</b>		<b>14 401</b>	<b>14 407</b>
+ Impôt décaissé		(1 030)	(1 687)
<b>Variation du besoin en fonds de roulement</b>	<b>22.1</b>	<b>(227)</b>	<b>397</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>		<b>13 144</b>	<b>13 117</b>
Investissements corporels et incorporels	13.2 & 13.3	(9 385)	(7 328)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 14	(670)	(1 392)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	(66)	(237)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	1 693	(1 675)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	13.2 & 13.3	75	122
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 14	279	27
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3 & 4	529	131
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	14	32	(8)
Intérêts reçus d'actifs financiers		475	118
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		(12)	9
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres		(4 289)	(1 585)
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>		<b>(11 338)</b>	<b>(11 818)</b>
Dividendes payés <sup>(1)</sup>		(4 147)	(4 067)
Remboursement de dettes financières		(3 707)	(6 671)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(475)	15
Intérêts financiers versés		(1 732)	(1 058)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		750	569
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		69	134
Augmentation des dettes financières		6 087	10 716
Augmentation/diminution de capital		1 040	200
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(86)	(57)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	16	743	-
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>		<b>(1 457)</b>	<b>(218)</b>
Effet des variations de change et divers		2	(73)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE</b>		<b>350</b>	<b>1 008</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE</b>		<b>16 578</b>	<b>15 570</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE</b>		<b>16 928</b>	<b>16 578</b>

(1) 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	35
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2024	40
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	47
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	56
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	58
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE	62
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	98
Note 15	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	114
Note 16	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES	132
Note 17	PROVISIONS	136
Note 18	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	145
Note 19	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS	153
Note 20	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	156
Note 21	RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS	158
Note 22	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS	159
Note 23	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	161
Note 24	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	167
Note 25	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	168
Note 26	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES	169

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 26 février 2025, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2024.

## 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 2023 et 2024 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 2024, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne <sup>(1)</sup>.

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2024 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2023 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

#### 1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2024

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants et passifs non courants assortis de clauses restrictives.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : passif locatif découlant d'une cession-bail.
- Amendements IAS 7 – *État des flux de trésorerie* et IFRS 7 – *Instruments financiers : Informations à fournir* – Accords de financement de fournisseurs.

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 2025 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 21 – *Effet des variations des cours des monnaies étrangères* : absence de convertibilité.
- IFRS 18 – *Présentation et informations des états financiers* <sup>(2)</sup>.

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne :

<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410>

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

- IFRS 19 – *Filiales sans responsabilité publique* : informations à fournir <sup>(1)</sup>.
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* - Classification et évaluation des instruments financiers <sup>(1)</sup>.
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers* et IFRS 7 – *Instruments financiers* : *Informations à fournir* - Contrats référençant de l'électricité dépendant de facteurs naturels <sup>(1)</sup>.
- Annual Improvements to IFRS - Volume 11 <sup>(1)</sup>.

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<sup>er</sup> janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2004.

#### 1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 la guerre en Ukraine, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation 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 dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen et à court terme. Il a été porté une attention toute particulière aux conséquences des fluctuations du prix du gaz et de l'électricité.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, 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), des immobilisations incorporelles (voir Note 13.2) et des immobilisations corporelles (voir Note 13.3) ;
- 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 et 15) ;
- 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 et 18) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients, dans un contexte de variation des prix des matières premières (voir Note 7) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable (voir Note 11).

### 1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas, de manière précise, des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (voir Notes 2 et 3) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (voir Note 7) ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients (voir Note 7) ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (voir Note 14) ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 *Instruments financiers : Présentation* (voir Note 14) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location (voir Note 13.3).

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 2024» 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 plan de vigilance», 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*), 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*) ;
- les engagements pris spécifiquement par ENGIE sont également reflétés dans l'évaluation de la valeur des actifs du Groupe (voir *Note 13.4.1*), en particulier (i) la sortie complète des activités charbon d'ici 2027, qui concerne au premier plan l'Amérique du Sud, en fonction des perspectives propres à chaque actif (fermeture, conversion ou cession et arrêt de ventes) et (ii) la réduction progressive de l'intensité carbone des activités de production d'électricité du Groupe vers un *net zero* d'ici 2045 et plus largement l'orientation stratégique des investissements en faveur de la transition énergétique via l'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz 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*) ou donner une information complémentaire (voir *Note 23*) 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*).

## NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2024

### 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 2024

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](http://www.engie.com), rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (voir *Note 14.1.1.1*) en tant que « Instruments de capitaux propres à la juste valeur ».

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

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2024	31 déc. 2023
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 <sup>(1)</sup>	Ventes d'énergie	Roumanie	63,0	51,0
Groupe ENGIE Brasil Energia *	Production et ventes d'électricité	Bésil	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 <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Saturn Storage Equity Holdings <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Tacoma Equity Holdco <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	-

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

(2) En septembre 2024, le Groupe a finalisé la cession d'un pourcentage minoritaire dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 2,7 GW aux États-Unis.

**Infrastructures**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2024	31 déc. 2023
Elengy	Terminaux méthaniers	France	60,8	60,8
ENGIE Romania <sup>(1)</sup>	Distribution de gaz naturel	Roumanie	63,0	51,0
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	Bésil	68,7	68,7
Groupe ENGIE Energía Chile *	Transport d'électricité	Chili	60,0	60,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy) <sup>(2)</sup>	Transport de gaz naturel	France,	60,8	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

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

(2) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

**Energy Solutions**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2024	31 déc. 2023
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

**FlexGen**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2024	31 déc. 2023
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
Group Broad Reach Power	Stockage par batteries	États-Unis	100,0	100,0
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	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pakistan	100,0	100,0

**Retail**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2024	31 déc. 2023
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Production d'électricité, Ventes	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania <sup>(1)</sup>	Distribution de gaz naturel, Ventes	Roumanie	63,0	51,0
ENGIE SA *	Production d'électricité, Ventes	France	100,0	100,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

**Nucléaire**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2024	31 déc. 2023
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions nucléaires	Belgique	100,0	100,0

## Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			31 déc. 2024	31 déc. 2023
Cogac	Holding	France	100,0	100,0
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes	Belgique	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Production d'électricité, Ventes	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique,	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 Global Markets	Energy management trading	France, Belgique,	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Romania <sup>(1)</sup>	Distribution de gaz naturel/Ventes	Roumanie	63,0	51,0
ENGIE SA *	Holding - société mère, Energy	France	100,0	100,0
ENGIE Group Participations	Holding	France	100,0	100,0
Genfina	Holding	Belgique	100,0	100,0
Groute ENGIE Energía Chile *	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	60,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
Tractebel Engineering International	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0

(1) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

## 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

#### GRTgaz (Infrastructures France) <sup>(1)</sup>: 60,8%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 38,6% du capital de GRTgaz a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3<sup>ème</sup> directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

### 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 2024 est la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%).

#### **La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» - Renouvelables France) : 49,98%**

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98%, et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2%. Le solde, soit 16,82%, 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 2024 et au 31 décembre 2023, ainsi que les dividendes versés à ces participations ne donnant pas le contrôle :

Noms	Activités	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	
		31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<i>En millions d'euros</i>									
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France) <sup>(1)</sup>	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniens	39,2	39,2	121	158	1 581	1 611	175	194
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité - parc thermique	40,0	40,0	67	(147)	592	504	20	0
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie) <sup>(3)</sup>	Distribution de gaz naturel, Ventes dénergies	37,0	49,0	82	70	567	671	16	(0)
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	204	145	686	569	83	58
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	33	5	441	412	11	12
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				360	464	3 036	1 900	321	258
<b>TOTAL</b>				<b>867</b>	<b>695</b>	<b>6 902</b>	<b>5 667</b>	<b>627</b>	<b>522</b>

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

(2) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia ainsi que la société ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

(3) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

### 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 GRTgaz <sup>(1)</sup>		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania <sup>(2)</sup>	
	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>Compte de résultat</b>						
Chiffre d'affaires	2 562	2 623	1 597	1 732	1 747	2 111
Résultat net	309	403	168	(367)	191	142
Résultat net part du Groupe	188	245	101	(220)	110	72
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	16	56	62	(43)	(26)	(7)
<b>RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE</b>	<b>204</b>	<b>301</b>	<b>163</b>	<b>(264)</b>	<b>83</b>	<b>65</b>
<b>État de situation financière</b>						
Actifs courants	1 050	1 189	1 154	1 170	727	796
Actifs non courants	9 675	9 780	3 885	3 058	1 270	1 062
Passifs courants	(1 418)	(1 325)	(586)	(655)	(345)	(398)
Passifs non courants	(5 270)	(5 532)	(2 985)	(2 325)	(137)	(102)
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>4 036</b>	<b>4 112</b>	<b>1 469</b>	<b>1 247</b>	<b>1 515</b>	<b>1 358</b>
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE</b>	<b>1 581</b>	<b>1 611</b>	<b>592</b>	<b>504</b>	<b>567</b>	<b>671</b>
<b>État des flux de trésorerie</b>						
Flux issus des activités opérationnelles	1 064	1 090	603	482	391	412
Flux issus des activités d'investissement	(495)	(486)	(580)	(424)	(208)	(148)
Flux issus des activités de financement	(588)	(616)	160	86	(137)	(254)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE <sup>(3)</sup></b>	<b>(19)</b>	<b>(13)</b>	<b>183</b>	<b>144</b>	<b>47</b>	<b>11</b>

(1) Dénommé NaTran depuis le 30 janvier 2025.

(2) Le 20 février 2024, ENGIE a finalisé l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania.

(3) Hors effet des variations de change et divers.

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú	
	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>Compte de résultat</b>				
Chiffre d'affaires	1 924	1 979	664	704
Résultat net	642	434	86	12
Résultat net part du Groupe	438	288	53	8
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(176)	(73)	45	(24)
<b>RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE</b>	<b>262</b>	<b>216</b>	<b>98</b>	<b>(17)</b>
<b>État de situation financière</b>				
Actifs courants	1 141	1 691	581	543
Actifs non courants	6 404	5 571	1 842	1 778
Passifs courants	(897)	(1 081)	(375)	(372)
Passifs non courants	(4 928)	(4 875)	(893)	(870)
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>1 720</b>	<b>1 306</b>	<b>1 155</b>	<b>1 079</b>
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE</b>	<b>686</b>	<b>569</b>	<b>441</b>	<b>412</b>
<b>État des flux de trésorerie</b>				
Flux issus des activités opérationnelles	1 267	1 309	239	162
Flux issus des activités d'investissement	(1 482)	(711)	(94)	(94)
Flux issus des activités de financement	(3)	(39)	(60)	(72)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE <sup>(1)</sup></b>	<b>(218)</b>	<b>559</b>	<b>86</b>	<b>(4)</b>

(1) Hors effet des variations de change et divers.

## NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

### Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées 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 2024 et au 31 décembre 2023 sont présentées ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>État de la situation financière</b>		
Participations dans les entreprises associées	4 043	4 259
Participations dans les coentreprises	4 330	4 954
<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>8 373</b>	<b>9 213</b>
<b>Compte de résultat</b>		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	329	486
Quote-part du résultat net des coentreprises	522	580
<b>QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>850</b>	<b>1 066</b>
<b>État du résultat global</b>		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	91	11
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(266)	26
<b>QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL</b>	<b>(175)</b>	<b>37</b>

À noter que les pertes de valeur comptabilisée sur les sociétés mise en équivalence sont commentées dans la Note 13.4.

### 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 2024.

## 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. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<i>En millions d'euros</i>												
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Arabie saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats arabes unis, Oman, Koweït) <sup>(1)</sup>	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				1 326	1 346	174	176	29	24	205	143
Movhera	Centrales hydrauliques	1 702 MW	40,00	40,00	549	556	23	31	(5)	11	26	8
Energia Sustentável do Brasil (Brésil)	Centrales hydrauliques	3 675 MW	40,00	40,00	584	596	17	10	-	-	-	-
GASAG (Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,58	289	255	18	26	33	(36)	17	15
Eolia Renovables	Éolien	963 MW	40,00	40,00	358	343	8	14	7	(3)	-	28
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					938	1 163	89	227	26	15	131	122
<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES</b>					<b>4 043</b>	<b>4 259</b>	<b>329</b>	<b>486</b>	<b>91</b>	<b>11</b>	<b>378</b>	<b>316</b>

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend principalement près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité installée totale de 26 386 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 actionariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droits de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -89 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre +18 millions d'euros en 2023) composés essentiellement d'une perte de valeur sur les actifs de production thermique en Italie. (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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>											
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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 886	714	88	802	2 635	18 229	2 856	12 785	5 223		1 346
Energia Sustentável do Brasil	625	24	-	24	286	3 276	2 077	(5)	1 489	40,00	596
Movhera	434	78	28	106	249	2 055	85	829	1 390	40,00	556
GASAG	2 283	84	(112)	(28)	1 640	2 058	2 643	247	809	31,57	255
Eolia Renovables	177	36	(7)	29	138	2 165	226	1 219	858	40,00	343

### 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 2024.

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	-	223	7	59	149	-	-
Contassur <sup>(1)</sup>	-	-	-	260	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	127	-	-	-	-	12	-
Movhera	-	56	10	27	95	-	-
Autres	95	60	11	49	109	17	4
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>221</b>	<b>338</b>	<b>28</b>	<b>396</b>	<b>356</b>	<b>29</b>	<b>4</b>

(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 260 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 242 millions d'euros au 31 décembre 2023.

## 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.

## NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

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. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<i>En millions d'euros</i>												
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG) (Brésil) <sup>(1)</sup>	Réseau de transport de gaz		50,00	65,00	582	1 059	343	368	(119)	29	417	387
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	925	872	56	34	(21)	35	44	39
EcoEléctrica (Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	534 MW	50,00	50,00	306	293	55	52	-	-	63	61
Portefeuille d'actifs de production (Portugal) <sup>(2)</sup>	Production d'électricité	864 MW	-	50,00	34	218	23	34	(16)	(2)	6	40
WSW Energie und Wasser AG (Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	217	197	36	(33)	-	-	17	19
Iowa University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		39,10	39,10	236	222	6	6	(1)	(1)	5	4
Ocean Winds <sup>(3)</sup>	Production d'électricité	1 465 MW	50,00	50,00	187	415	(138)	6	(107)	(47)	-	-
Georgetown University partnership (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	176	200	6	7	-	-	-	-
Ohio State Energy Partners (États-Unis)	Services à l'énergie		50,00	50,00	22	50	(17)	(25)	2	9	16	17
Megal GmbH (Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	52	55	2	-	-	-	4	6
Transmisora Eléctrica del Norte (Chili) <sup>(4)</sup>	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	134	114	5	3	-	(3)	-	-
Energia Mayakan (Mexique) <sup>(5)</sup>	Réseau de transport de gaz		50,00		355	-	12	-	-	-	4	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 103	1 260	134	128	(4)	5	143	142
<b>PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES</b>					<b>4 330</b>	<b>4 954</b>	<b>522</b>	<b>580</b>	<b>(266)</b>	<b>26</b>	<b>719</b>	<b>715</b>

(1) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG) est de 44,52%.

(2) Fin 2024, ENGIE a finalisé, avec Marubeni, une transaction visant à partager, entre les parties, le portefeuille des actifs de production au Portugal, jusqu'ici détenu par la joint-venture TrustEnergy.

(3) Le résultat de la période comprend une perte de valeur comptabilisée sur les projets offshore aux États-Unis (voir Note 13.4).

(4) Le pourcentage d'intérêt du Groupe dans la société Transmisora Eléctrica del Norte est de 30%.

(5) En décembre 2024, le Groupe a finalisé, une cession partielle de son intérêt dans Mayakan pour atteindre une participation de 50% au 31 décembre 2024 (voir Note 4.1.2).

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -123 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre -39 millions d'euros en 2023). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (voir Note 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

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortis- sements des immobi- lisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>							
Transportadora Asociada de Gás 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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>							
Transportadora Asociada de Gás S.A. (TAG)	1 672	(234)	(308)	(295)	566	45	610
National Central Cooling Company «Tabreed»	-	(8)	(5)	39	84	89	173
EcoEléctrica	185	(31)	2	(6)	104	-	104
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	456	(48)	(19)	(28)	97	(7)	90
WSW Energie und Wasser AG	2 338	(19)	(4)	8	(118)	-	(118)
Iowa University partnership	89	-	(21)	-	15	5	20
Ocean Winds	39	(7)	124	(5)	13	(94)	(81)
Georgetown University partnership	81	(2)	(21)	(1)	13	5	18
Ohio State Energy Partners	188	(1)	(66)	-	(50)	15	(35)
Megal GmbH	122	(70)	(4)	2	-	-	-
Transmisora Eléctrica del Norte	71	-	(32)	(5)	9	(4)	4

## 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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>										
Transportadora Asociada de Gas 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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>										
Transportadora Asociada de Gas S.A. (TAG)	269	479	6 119	569	299	2 672	1 699	1 629	65,00	1 059
National Central Cooling Company «Tabreed»	450	254	3 713	-	233	1 737	94	2 352	40,00	872
EcoEléctrica	4	76	543	3	17	-	17	587	50,00	293
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	285	403	550	101	236	372	51	479	50,00	218
WSW Energie und Wasser AG	68	422	878	211	277	222	96	562	33,10	197
Iowa University partnership	1	17	1 146	4	7	586	-	568	39,10	222
Ocean Winds	313	-	3 786	1 670	514	773	314	830	50,00	415
Georgetown University partnership	-	6	964	-	-	569	2	399	50,00	200
Ohio State Energy Partners	12	71	1 452	-	64	1 353	19	99	50,00	50
Megal GmbH	48	15	644	170	39	341	46	112	49,00	55
Transmisora Eléctrica del Norte	75	12	625	36	7	585	-	83	50,00	42

### 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 2024 :

<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
EcoÉlectrica	-	-	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	14	-	4	-	-	-
Megal GmbH	66	-	-	-	-	-	-
Futures Energies Investissements Holding	66	29	10	6	152	10	-
Ocean Winds	-	-	17	1	515	-	-
Autres	51	136	17	28	92	5	1
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>184</b>	<b>179</b>	<b>44</b>	<b>39</b>	<b>759</b>	<b>15</b>	<b>1</b>

## 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 1 million d'euros au 31 décembre 2024 (contre 37 millions d'euros au 31 décembre 2023).

### 3.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2024, 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 3 782 millions de reals brésiliens (649 millions d'euros). Au 31 décembre 2024, 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 9 455 millions de reals brésiliens (1 622 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 97 millions d'euros au titre essentiellement de garanties bancaires ;
- les sociétés projets au Moyen-Orient pour un montant global de 647 millions d'euros. Ces engagements et garanties concernent principalement :
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 200 millions d'euros,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 167 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 287 millions d'euros,
- Ocean Winds pour un montant total de 1 566 millions d'euros qui se rapporte essentiellement à des engagements de mise de fonds portant sur des projets en phase de construction à hauteur de 1 179 millions d'euros.

## NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

### Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de la situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Si l'actif classé comme détenu en vue de la vente ne satisfait plus les conditions mentionnées ci-dessus il sera reclassé conformément à la norme.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

### 4.1 Cessions finalisées au cours de l'exercice 2024

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 <sup>(1)</sup>, sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement financier net
Cession d'une participation de 15% dans Transportadora Asociada de Gas S.A.	420	420
Cession d'une participation de 50% dans Energia Mayakan S. de R.L. de C.V.	193	206
Autres opérations de cession individuellement non significatives	236	321
Effets du classement en «actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	(65)
<b>TOTAL</b>	<b>849</b>	<b>882</b>

#### 4.1.1 Cession d'une participation de 15% dans Transportadora Asociada de Gas S.A. («TAG»)

ENGIE a finalisé, en janvier 2024, la cession partielle d'une participation de 15% dans TAG à la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) (partenaire actuel). À l'issue de cette transaction, TAG reste comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Le pourcentage de détention du Groupe s'élève désormais à 50% et le pourcentage d'intérêt net à 44,5%. Cette cession partielle s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,4 milliard d'euros et par un résultat de cession net d'impôt de 0,2 milliard d'euros.

#### 4.1.2 Cession d'une participation de 50% dans Energia Mayakan S. de R.L. de C.V. («Mayakan»)

ENGIE a finalisé, en décembre 2024, la cession partielle à Macquarie d'une participation de 50% dans Mayakan. À l'issue de cette transaction, qui a préalablement impliqué le rachat, par ENGIE, de la quote-part du capital détenu par le partenaire

(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.

minoritaire (EXI), le Groupe et Macquarie détiennent désormais Mayakan à parts égales. Cette cession partielle s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros. L'effet sur le compte de résultat (+0,2 milliard d'euros) avait déjà été acté dans les comptes au 30 juin 2024 en «Effets de périmètre», au titre de la revalorisation de la quote-part d'intérêt conservée dans la société compte tenu du changement de gouvernance opéré sur le premier semestre 2024 (perte de contrôle dans Mayakan et application de la méthode de mise en équivalence).

### 4.1.3 Actifs classés comme détenus en vue de la vente

Au 31 décembre 2024, 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 1 248 et 560 millions d'euros.

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2024</b>
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	1
Autres actifs	1 247
<b>TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE</b>	<b>1 248</b>
Dettes financières nettes	(65)
Autres passifs	625
<b>TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE</b>	<b>560</b>

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 :

- **Touat** (E&P, Algérie) – accord signé le 20 décembre 2024 avec le groupe thaïlandais PTTEP et l'énergéticien italien ENI (actionnaire actuel). Cette transaction porte sur la cession complète 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, opérant le gisement gazier de Touat en Algérie). En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur de mise en équivalence, une reprise de perte de valeur de 0,2 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. Une fois finalisée, la transaction devrait réduire l'endettement financier net du Groupe de 0,4 milliard d'euros ;
- **Safi** (centrale thermique au charbon, Maroc) – accord signé le 4 décembre 2024 avec Nareva (un des actionnaires actuels). Cette transaction porte sur la cession 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. Compte tenu de la cession partielle, seule la quote-part cédée est classée comme actifs détenus en vue de la vente. En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur de mise en équivalence, une dépréciation de 0,1 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. La transaction a été finalisée le 21 janvier 2025. Compte tenu des modifications de gouvernance effectives depuis le closing, l'intérêt résiduel du Groupe dans Safi (17,67%) sera – dès 2025 – comptabilisé comme un instrument de capitaux propres selon la norme IFRS 9 ;
- **Uch** (centrales thermiques au gaz, Pakistan) – accord signé le 12 juillet 2024 avec Mindbridge & Sapphire. Cette transaction porte sur la cession complète de deux filiales, Uch Power Limited et Uch-II Power Limited. Les entités possèdent et exploitent des centrales électriques au gaz au Pakistan. En raison de l'écart entre le prix de cession et la valeur comptable des actifs, une dépréciation de 0,2 milliard d'euros a été comptabilisée dans les comptes du 31 décembre 2024. Une fois finalisée, la transaction devrait réduire l'endettement financier net du Groupe de 0,2 milliard d'euros ;
- **Gaztransport & Technigaz (GTT)** – enfin, la participation résiduelle d'ENGIE dans GTT est également classée en «Actifs destinés à être cédés» compte tenu de la signature de la vente à terme (échéance septembre 2025) signée en mars 2024. Cette transaction sécurise ainsi la sortie complète d'ENGIE du capital de la société.

## 4.2 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2024

L'ensemble des Capex financiers réalisés au cours de l'exercice (acquisitions pour l'essentiel, y compris investissements financiers dans les sociétés mises en équivalence) a eu une incidence de 1 415 millions d'euros sur l'endettement financier net. La principale opération concerne l'acquisition au Brésil, en mars 2024, de cinq complexes photovoltaïques d'une capacité installée totale de 545 MW auprès d'Atlas. La participation est consolidée par intégration globale. L'impact de cette transaction sur l'endettement financier net du Groupe s'élève à 0,6 milliard d'euros.

## NOTE 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de cette note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

### 5.1 EBITDA

La réconciliation entre l'EBITDA et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>9 820</b>	<b>12 493</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	309	(2 430)
Dotations nettes aux amortissements et autres	5 129	4 886
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	97	47
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	212	22
<b>EBITDA</b>	<b>15 566</b>	<b>15 017</b>
Nucléaire	2 174	1 285
<b>EBITDA hors Nucléaire</b>	<b>13 393</b>	<b>13 732</b>

### 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>9 820</b>	<b>12 493</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	309	(2 430)
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	212	22
<b>EBIT</b>	<b>10 341</b>	<b>10 084</b>
Nucléaire	1 448	605
<b>EBIT hors Nucléaire</b>	<b>8 893</b>	<b>9 479</b>

### 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>		<b>4 106</b>	<b>2 208</b>
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		867	695
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>4 973</b>	<b>2 903</b>
<b>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»</b>			
		<b>790</b>	<b>6 395</b>
<i>Pertes de valeur</i>	9.1	709	1 318
<i>Restructurations</i>	9.2	369	47
<i>Effets de périmètre</i>	9.3	(439)	85
<i>Autres éléments non récurrents</i>	9.4	151	4 945
<b>Autres éléments retraités</b>		<b>636</b>	<b>(3 092)</b>
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	8	309	(2 430)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	10	(16)	-
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés</i>	10	-	(8)
<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	49	13
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	10	(98)	183
<i>Autres effets impôts retraités</i>		181	(872)
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		212	22
<b>RÉSULTAT NET RÉCURRENT</b>		<b>6 399</b>	<b>6 206</b>
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		867	839
<b>RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE</b>		<b>5 531</b>	<b>5 366</b>

## 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. 2024	31 déc. 2023
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	72 352	66 399
(+) Goodwill	13 291	12 864
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power</i> <sup>(1)</sup>	(7 188)	(7 229)
(+) Créances IFRS 16 et IFRIC 12	2 861	3 348
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 373	9 213
(-) <i>Goodwill International Power</i> <sup>(1)</sup>	-	(39)
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires	12 896	9 984
(+) Marges Initiales	2 077	1 276
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	16 173	20 092
(-) <i>Appels de marge</i> <sup>(1)(2)</sup>	(3 697)	(3 207)
(+) Stocks	5 061	5 343
(+) Actifs de contrats	9 232	9 531
(+) Autres actifs courants et non courants	13 304	14 414
(+) Impôts différés	(5 028)	(3 658)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres</i> <sup>(1)(2)</sup>	(35)	(745)
(-) Provisions	(33 621)	(32 593)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)</i> <sup>(1)</sup>	1 170	1 500
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 153)	(22 976)
(+) <i>Appels de marge</i> <sup>(1)(2)</sup>	1 877	3 269
(-) Passifs de contrats	(3 971)	(4 053)
(-) Autres passifs courants et non courants	(19 260)	(21 777)
<b>CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS</b>	<b>66 714</b>	<b>60 957</b>

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(2) Les appels de marge inclus dans les rubriques «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

## 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. 2024	31 déc. 2023
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 401	14 407
Impôt décaissé	(1 030)	(1 687)
Variation du besoin en fonds de roulement	(227)	397
Intérêts reçus d'actifs financiers	475	118
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	(12)	9
Intérêts financiers versés	(1 732)	(1 058)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	750	569
Nucléaire - dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible	435	321
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(475)	15
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres</i>	475	(15)
<b>CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)</b>	<b>13 060</b>	<b>13 075</b>

## 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. 2024	31 déc. 2023
Investissements corporels et incorporels	9 385	7 328
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	670	1 392
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	184	204
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	66	237
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(1 693)	1 675
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	4 289	1 585
(+) Autres	(4)	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	(743)	-
Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO <sup>(1)</sup>	-	(62)
(-) Investissements financiers Synatom / Cessions d'actifs financiers Synatom	(2 495)	(3 082)
(+) Variation de périmètre - Acquisitions	311	1 338
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)</b>	<b>9 970</b>	<b>10 614</b>
(-) Investissements de maintenance	(2 678)	(2 524)
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE</b>	<b>7 292</b>	<b>8 091</b>

(1) Opérations «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. 2024	31 déc. 2023
(+) Emprunts à long terme	14.2 & 14.3	42 880	37 920
(+) Emprunts à court terme	14.2 & 14.3	9 127	9 367
(+) Instruments financiers passifs	14.4	13 646	24 561
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		(13 083)	(23 973)
(-) Autres actifs financiers	14.1	(19 681)	(16 987)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		14 022	8 891
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		1 129	2 124
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		2 655	4 558
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	14.1	(16 928)	(16 578)
(-) Instruments financiers actifs	14.4	(13 055)	(21 245)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		12 510	20 854
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>33 223</b>	<b>29 493</b>

## 5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>	14.3	<b>33 223</b>	<b>29 493</b>
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	17	24 531	23 887
Autres passifs nucléaires	17	822	816
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	17	1 569	1 384
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites	18	827	957
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		239	253
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement	18	(260)	(242)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages	18	3 765	3 962
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(2 460)	(2 578)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(918)	(1 013)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		513	541
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF	17 & 22	(13 978)	(10 944)
<b>DETTE NETTE ÉCONOMIQUE</b>		<b>47 874</b>	<b>46 517</b>

## NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

### 6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

Jusqu'au 31 janvier 2025, ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units (GBU)* représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU *Energy Solutions*, et GBU *FlexGen & Retail* ;
- deux entités opérationnelles métier : Nucléaire et Global Energy Management & Sales («GEMS») ;
- et un ensemble Autres regroupant principalement les fonctions *Corporate*, Tractebel depuis le changement de responsabilité managériale opéré le 1<sup>er</sup> mai 2024 ainsi que certaines *Holdings*.

Les secteurs reportables sont identiques aux secteurs opérationnels, et correspondent aux activités des GBU et entités opérationnelles métiers :

- **Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité ;
- **Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène...) ;
- **Energy Solutions** : englobe les activités de construction et de gestion d'infrastructures énergétiques décentralisées pour produire de l'énergie (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) ;
- **FlexGen** : comprend 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) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients BtoC). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.
- **Retail** : englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux particuliers. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels ;
- **Nucléaire** : englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) dont cinq en activité et des droits de tirage en France ;
- **Autres** regroupe les activités de GEMS ainsi que du *Corporate*, de Tractebel et des *holdings*. L'entité opérationnelle métier GEMS est en charge au niveau mondial de l'approvisionnement en énergie ainsi que de la gestion des risques et de l'optimisation des actifs sur les marchés. Elle vend de l'énergie aux entreprises, et propose des services et solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

L'organisation du Groupe a évolué à partir du 1<sup>er</sup> février 2025 (voir Note 24 «Evènements postérieurs à la clôture»), sans incidence sur l'information sectorielle présentée au 31 décembre 2024.

## 6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

### CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2024			31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables	5 467	170	5 637	5 512	172	5 684
Infrastructures	7 231	1 045	8 276	6 873	1 032	7 905
Energy Solutions	9 853	280	10 133	10 405	357	10 762
FlexGen	4 937	1 390	6 327	5 264	2 508	7 772
Retail	14 070	406	14 476	16 443	367	16 810
Nucléaire	68	3 664	3 732	118	2 325	2 444
Autres	32 187	4 195	36 382	37 949	6 832	44 781
Dont GEMS	31 377	4 131	35 507	37 221	6 776	43 997
Élimination des transactions internes		(11 151)	(11 151)		(13 593)	(13 593)
<b>TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>73 812</b>	<b>-</b>	<b>73 812</b>	<b>82 565</b>	<b>-</b>	<b>82 565</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

### EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	3 001	2 665
Infrastructures	4 362	4 151
Energy Solutions	842	831
FlexGen	1 878	1 929
Retail	938	821
Autres	2 372	3 335
Dont GEMS	2 663	3 829
<b>TOTAL EBITDA hors Nucléaire</b>	<b>13 393</b>	<b>13 732</b>
Nucléaire	2 174	1 285
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>15 566</b>	<b>15 017</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

### EBIT

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	2 198	2 005
Infrastructures	2 460	2 265
Energy Solutions	356	367
FlexGen	1 467	1 513
Retail	695	569
Autres	1 718	2 761
Dont GEMS	2 382	3 551
<b>TOTAL EBIT hors Nucléaire</b>	<b>8 893</b>	<b>9 479</b>
Nucléaire	1 448	605
<b>TOTAL EBIT</b>	<b>10 341</b>	<b>10 084</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

## QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	(4)	203
Infrastructures	411	446
Energy Solutions	100	22
FlexGen	286	355
Retail	-	-
Nucléaire	-	-
Autres	57	40
Dont GEMS	10	32
<b>TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>850</b>	<b>1 066</b>

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 329 millions d'euros et 522 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 486 millions d'euros et 580 millions d'euros au 31 décembre 2023).

## CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	24 258	20 001
Infrastructures	24 908	25 198
Energy Solutions	7 986	7 428
FlexGen	9 662	9 289
Retail	(88)	390
Nucléaire	(9 655)	(11 210)
Autres	9 642	9 861
Dont GEMS	6 631	6 596
<b>TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS</b>	<b>66 714</b>	<b>60 957</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

## INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	4 221	4 130
Infrastructures	2 343	2 173
Energy Solutions	1 076	1 089
FlexGen	1 457	2 135
Retail	228	247
Nucléaire	244	174
Autres	402	665
Dont GEMS	220	182
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)</b>	<b>9 970</b>	<b>10 614</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

## CAPEX DE CROISSANCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	4 012	3 966
Infrastructures	935	839
Energy Solutions	895	895
FlexGen	1 191	1 843
Retail	152	160
Nucléaire	78	19
Autres	30	370
<i>Dont GEMS</i>	89	82
<b>TOTAL CAPEX DE CROISSANCE</b>	<b>7 292</b>	<b>8 091</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités Energy Solutions vers Autres. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

## 6.3 Indicateurs clés par zone de commercialisation / d'implantation

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2024	31 déc. 2023	31 déc. 2024	31 déc. 2023
France	32 623	36 676	33 438	32 802
Belgique	6 808	8 408	(6 953)	(9 259)
Autres Union européenne	15 868	18 303	8 624	9 713
Autres pays d'Europe	4 966	4 480	2 163	1 991
Amérique du Nord	5 525	5 329	11 933	8 989
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 185	4 366	4 040	3 830
Amérique du Sud	4 458	4 715	11 801	11 212
Afrique	379	289	1 668	1 679
<b>TOTAL</b>	<b>73 812</b>	<b>82 565</b>	<b>66 714</b>	<b>60 957</b>

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, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles et les effets au titre des mécanismes de bouclier tarifaire.

La ventilation du chiffre d'affaires se présente comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	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	-	4 913	79	216	259	5 467
Infrastructures	129	19	6 451	447	185	7 231
<i>Energy Solutions</i>	264	3 516	94	5 886	92	9 853
<i>FlexGen</i>	365	3 574	346	454	198	4 937
<i>Retail</i>	6 518	5 999	68	921	565	14 070
Nucléaire	-	12	10	28	18	68
Autres	11 436	17 424	311	839	2 177	32 187
<i>Dont GEMS</i>	11 436	17 424	307	33	2 177	31 377
<b>TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES</b>	<b>18 712</b>	<b>35 455</b>	<b>7 359</b>	<b>8 792</b>	<b>3 494</b>	<b>73 812</b>

<i>En millions d'euros</i>	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	31 déc. 2023 <sup>(1)</sup>
Renouvelables	-	5 010	106	261	135	5 512
Infrastructures	138	5	6 068	434	228	6 873
<i>Energy Solutions</i>	268	4 163	88	5 807	80	10 405
<i>FlexGen</i>	92	4 332	274	400	166	5 264
<i>Retail</i>	7 631	6 229	82	1 003	1 497	16 443
Nucléaire	-	4	7	28	79	118
Autres	13 943	19 619	246	770	3 372	37 949
<i>Dont GEMS</i>	13 943	19 619	241	46	3 372	37 221
<b>TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES</b>	<b>22 072</b>	<b>39 362</b>	<b>6 872</b>	<b>8 703</b>	<b>5 557</b>	<b>82 565</b>

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Les reclassements internes sont non matériels et concernent le transfert de Tractebel des activités *Energy Solutions* vers *Autres*. Les données comparatives au 31 décembre 2023 ont été retraitées en conséquence.

## 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.

## 7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Créances commerciales et autres débiteurs	16 173	20 092
Dont IFRS 15	6 880	8 083
Dont non-IFRS 15 <sup>(1)</sup>	9 292	12 009
Actifs de contrats	9 232	9 531
Produits à recevoir et factures à établir	6 874	6 989
Gaz et électricité en compteur <sup>(2)</sup>	2 358	2 542

(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 2024, les actifs de contrats les plus significatifs concernent essentiellement GEMS (3 678 millions d'euros), Energy Solutions (2 277 millions d'euros) et Retail (1 811 millions d'euros).

En millions d'euros	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation et perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	18 487	(2 314)	16 173	22 160	(2 068)	20 092
Actifs de contrats	9 290	(58)	9 232	9 558	(27)	9 531
<b>TOTAL</b>	<b>27 777</b>	<b>(2 372)</b>	<b>25 405</b>	<b>31 718</b>	<b>(2 094)</b>	<b>29 623</b>

### 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 2024, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 4 996 millions d'euros (contre 5 279 millions d'euros au 31 décembre 2023).

## 7.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	153	3 818	3 971	93	3 960	4 053
Avances et acomptes reçus	50	2 995	3 045	23	2 998	3 020
Produits constatés d'avance	103	822	926	71	963	1 033

Au 31 décembre 2024, les *Global Business Units* ayant des passifs de contrats les plus importants sont *Retail* (1 438 millions d'euros) et *Energy Solutions* (1 518 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 2024 s'élève à 563 millions d'euros (contre 867 millions d'euros au 31 décembre 2023) et concerne essentiellement *Energy Solutions* (325 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. 2024	31 déc. 2023
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de trading <sup>(1)</sup>	(42 048)	(49 650)
Achats de services et autres <sup>(2)</sup>	(7 417)	(7 342)
<b>ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL</b>	<b>(49 465)</b>	<b>(56 992)</b>

(1) Dont une charge nette de 309 millions d'euros au 31 décembre 2024 au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre un produit net de 2 430 millions d'euros au 31 décembre 2023), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie.

(2) Dont 72 millions d'euros au 31 décembre 2024 de charges de location non incluses dans la dette de location IFRS 16 (contre 75 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La 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 et la normalisation des prix de l'énergie.

### 8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Avantages à court terme		(8 175)	(7 688)
Paiements fondés sur des actions	19	(97)	(47)
Charges liées aux plans à prestations définies	18.3.4	(263)	(322)
Charges liées aux plans à cotisations définies	18.4	(88)	(92)
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>		<b>(8 623)</b>	<b>(8 149)</b>

### 8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Dotations aux amortissements	13	(5 129)	(4 886)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(469)	(203)
Variation nette des provisions	17	50	178
<b>AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS</b>		<b>(5 547)</b>	<b>(4 911)</b>

Au 31 décembre 2024, les dotations aux amortissements se répartissent entre 1 107 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 021 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

### 8.4 Impôts et taxes

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>IMPÔTS ET TAXES</b>	<b>(2 391)</b>	<b>(2 627)</b>

Les impôts et taxes au 31 décembre 2024 ressortent à -2 391 millions d'euros à fin 2024, en baisse de 236 millions d'euros par rapport à 2023. Cette diminution provient principalement de la baisse des taxes et redevances liées à l'activité nucléaire en Belgique partiellement compensée par la hausse des taxes inframarginales françaises.

## 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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2024	31 déc. 2023
<b>Pertes de valeur :</b>			
<i>Goodwill</i>	13.1	(66)	(94)
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles	13.2 & 13.3	(893)	(1 587)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(124)	(72)
<b>TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS</b>		<b>(1 083)</b>	<b>(1 753)</b>
<b>Reprises de pertes de valeur :</b>			
Immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles		39	435
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		334	-
<b>TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR</b>		<b>373</b>	<b>435</b>
<b>TOTAL</b>		<b>(709)</b>	<b>(1 318)</b>

### 9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2024

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2024 s'élèvent à 709 millions d'euros. Ces pertes de valeur concernent notamment des opérations de cession, en cours ou finalisées au 31 décembre 2024, pour 247 millions d'euros :

- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, des actifs de production thermique au Pakistan (205 millions d'euros) ;
- cession, finalisée en janvier 2025, d'une quote-part de la participation mise en équivalence de Safi au Maroc (54 millions d'euros) ;
- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, des entités portant les actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (225 millions d'euros) ;
- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, de la participation mise en équivalence de E&E Algeria Touat BV en Algérie (reprise de perte de valeur de 171 millions d'euros) ;
- cession, finalisée au cours du quatrième trimestre 2024, de 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 ont également trait à :

- des actifs de *Energy Solutions* en France (108 millions d'euros) et 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.

Ces pertes de valeur concernent principalement les actifs incorporels, corporels et les sociétés mises en équivalence. 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 2024 s'établit à 644 millions d'euros.

À l'exception des effets résultant des décisions de sortie des actifs non stratégiques, aucun actif non financier ne s'est déprécié du fait de mesures visant à prévenir ou à atténuer les risques climatiques ou encore à atteindre l'objectif net zéro carbone à horizon 2045.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 13.4.

### 9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2023

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2023 s'élevaient à 1 318 millions d'euros et se rapportaient principalement à :

- des actifs de production d'énergies renouvelables en Amérique du Nord (714 millions d'euros) ;
- des actifs de production thermique charbon en Amérique du Sud dont le Groupe a décidé l'accélération de la fin d'exploitation à compter de fin 2025, conformément au plan décarbonation du Groupe (515 millions d'euros) ;
- une reprise de perte de valeur sur les actifs de démantèlement sur le parc nucléaire belge à concurrence de 400 millions d'euros ;
- d'autres actifs de production ou de support pour des montants moins significatifs pris individuellement.

## 9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 369 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 47 millions d'euros au 31 décembre 2023) sont essentiellement des coûts liés à des plans de réduction d'effectifs et d'adaptation au contexte économique (notamment en *Energy Solutions* pour un montant total de 80 millions d'euros), à des arrêts ou cessions d'exploitation, à la fermeture ou restructuration de certains sites. Ces coûts comprennent notamment les conséquences de la décision d'arrêt des activités d'EVBox (134 millions d'euros).

### 9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2024, les effets de périmètre s'élèvent à 439 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 248 millions d'euros lié à la cession partielle, finalisée en janvier 2024, d'une participation de 15% dans Transportadora Asociada de Gás («TAG») au Brésil (voir *Note 4.1.1*) ;
- un résultat de 218 millions d'euros suite à la cession partielle, finalisée en décembre 2024, de 50% dans la société Mayakan au Mexique (voir *Note 4.1.2*). Ce montant était, pour l'essentiel, déjà comptabilisé au 30 juin 2024 au titre de la revalorisation de la participation du Groupe suite à la perte de contrôle effective depuis le premier semestre 2024 ;
- un résultat de -27 millions d'euros lié à diverses cessions non significatives individuellement.

### 9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents s'élèvent à 151 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Les autres éléments non récurrents s'élevaient à -4 945 millions d'euros au 31 décembre 2023 et intégraient, pour -4 750 millions d'euros, les effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte des accords signés avec l'État belge le 13 décembre 2023 (voir *Note 17 «Provisions»*).

## NOTE 10 RÉSULTAT FINANCIER

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	31 déc. 2024	Charges	Produits	31 déc. 2023
<i>Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures</i>	(2 107)	-	(2 107)	(1 708)	-	(1 708)
<i>Coût des dettes de location</i>	(126)	-	(126)	(105)	-	(105)
<i>Résultat de change sur dettes financières et couvertures</i>	(12)	-	(12)	(10)	-	(10)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	-	16	16	-	-	-
<i>Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette</i>	-	803	803	-	596	596
<i>Coûts d'emprunts capitalisés</i>	308	-	308	268	-	268
<b>Coût de la dette</b>	<b>(1 936)</b>	<b>819</b>	<b>(1 117)</b>	<b>(1 557)</b>	<b>596</b>	<b>(961)</b>
<i>Résultat sur opérations de refinancement anticipé</i>	-	-	-	-	8	8
<b>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>8</b>
<i>Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme</i>	(157)	-	(157)	(161)	-	(161)
<i>Désactualisation des autres provisions à long terme</i>	(885)	-	(885)	(772)	-	(772)
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers</i>	(53)	-	(53)	(15)	-	(15)
<i>Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	(73)	120	47	(239)	-	(239)
<i>Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti</i>	-	306	306	-	106	106
<i>Autres</i>	(740)	757	17	(596)	467	(130)
<b>Autres produits et charges financiers</b>	<b>(1 909)</b>	<b>1 184</b>	<b>(725)</b>	<b>(1 783)</b>	<b>573</b>	<b>(1 210)</b>
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(3 845)</b>	<b>2 003</b>	<b>(1 842)</b>	<b>(3 340)</b>	<b>1 177</b>	<b>(2 163)</b>

En 2024, le coût moyen de la dette brute après impact des dérivés s'élève à 4,6% contre 4,3% au 31 décembre 2023.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de 47 millions d'euros comprend entre autres le résultat des obligations et des OPCVM détenus par Synatom pour 120 millions d'euros.

## 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 2 215 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 1 031 millions d'euros en 2023). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2024</b>	<b>31 déc. 2023</b>
Impôt exigible	(1 679)	(833)
Impôt différé	(536)	(198)
<b>CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT</b>	<b>(2 215)</b>	<b>(1 031)</b>

## 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. 2024	31 déc. 2023
<b>Résultat net</b>	<b>4 973</b>	<b>2 903</b>
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	1 060	993
Impôt sur les bénéfices	(2 215)	(1 031)
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)</b>	<b>6 128</b>	<b>2 941</b>
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>654</i>	<i>1 532</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>5 474</i>	<i>1 409</i>
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	25,8%	25,8%
<b>PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)</b>	<b>(1 582)</b>	<b>(759)</b>
<b>Eléments de passage entre le produit/(charge) d'impôt théorique et la charge d'impôt inscrite au compte de résultat</b>		
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	(15)	(14)
Différences permanentes <sup>(1)</sup>	(57)	(120)
Éléments taxés à taux réduit ou nul <sup>(2)</sup>	(2)	(22)
Compléments d'impôt <sup>(3)</sup>	(75)	(60)
Effet de la non reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles <sup>(4)</sup>	(577)	(430)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus <sup>(5)</sup>	62	93
Effet des changements de taux d'impôt <sup>(6)</sup>	(4)	8
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt <sup>(7)</sup>	56	360
Autres <sup>(8)</sup>	(21)	(86)
<b>CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(2 215)</b>	<b>(1 031)</b>

- (1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées et la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides.
- (2) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.
- (3) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.
- (4) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.
- (5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.
- (6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé, notamment au Luxembourg en 2024, et au Royaume-Uni en 2023.
- (7) Comprend notamment les crédits d'impôt aux Etats-Unis et en France et autres réductions d'impôt, ainsi que, en 2023, les reprises de provisions pour risques fiscaux au Luxembourg.
- (8) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

L'application des règles issues du Pilier 2 de l'OCDE, instaurant un impôt minimal, a conduit le Groupe à comptabiliser une charge d'impôt complémentaire de 4 millions d'euros sur l'exercice 2024.

### 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. 2024	31 déc. 2023
<b>Actifs d'impôt différé :</b>		
Reports déficitaires	54	(103)
Engagements de retraite et assimilés	37	(3)
Provisions non déductibles	(985)	976
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(241)	(84)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	1 073	(2 373)
Autres	194	265
<b>TOTAL</b>	<b>132</b>	<b>(1 322)</b>
<b>Passifs d'impôt différé :</b>		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	455	61
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(1 293)	1 326
Autres	169	(263)
<b>TOTAL</b>	<b>(668)</b>	<b>1 124</b>
<b>PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ</b>	<b>(536)</b>	<b>(198)</b>
<i>Dont activités poursuivies</i>	<i>(536)</i>	<i>(198)</i>

## 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. 2024	31 déc. 2023
Instruments de capitaux propres et de dettes	-	(6)
Écarts actuariels	(74)	141
Couverture d'investissement net	68	(41)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(862)	802
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	32	4
<b>TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE ET ACTIVITES NON POURSUIVIES</b>	<b>(837)</b>	<b>900</b>
Quote-part des entreprises mises en équivalence	54	(28)
<b>TOTAL</b>	<b>(784)</b>	<b>872</b>

## 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 :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Actifs</b>	<b>Passifs</b>	<b>Positions nettes</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>1 974</b>	<b>(5 632)</b>	<b>(3 658)</b>
Effet du résultat de la période	132	(668)	(536)
Effet des autres éléments du résultat global	370	(1 216)	(847)
Effet de périmètre	119	(136)	(18)
Effet de change	3	35	38
Autres effets	228	(234)	(7)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(1 978)	1 978	-
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>847</b>	<b>(5 875)</b>	<b>(5 028)</b>

### 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.

<i>En millions d'euros</i>	<b>Position de clôture</b>	
	<b>31 déc. 2024</b>	<b>31 déc. 2023</b>
<b>Actifs d'impôt différé :</b>		
Reports déficitaires	2 217	2 121
Engagements de retraite	918	1 013
Provisions non déductibles	1 048	1 485
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 493	1 659
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	9 088	7 649
Autres	639	626
<b>TOTAL</b>	<b>15 403</b>	<b>14 553</b>
<b>Passifs d'impôt différé :</b>		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9 802)	(9 893)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32 / IFRS 9)	(9 853)	(7 419)
Autres	(776)	(897)
<b>TOTAL</b>	<b>(20 431)</b>	<b>(18 210)</b>
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>(5 027)</b>	<b>(3 658)</b>

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 2024, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 660 millions d'euros (contre 4 563 millions d'euros au 31 décembre 2023). 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 perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de la situation financière s'élève à 1 783 millions d'euros en 2024 (contre 1 778 millions d'euros en 2023).

## 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. 2024	31 déc. 2023
<b>Numérateur (en millions d'euros)</b>		
<b>Résultat net part du Groupe</b>	4 106	2 208
Rémunération des titres super-subordonnés	(76)	(80)
<b>Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action</b>	<b>4 030</b>	<b>2 129</b>
<b>Résultat net récurrent part du Groupe</b>		
<b>Résultat net récurrent part du Groupe</b>	5 531	5 366
Rémunération des titres super-subordonnés	(76)	(80)
<b>Résultat net récurrent part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action</b>	<b>5 455</b>	<b>5 287</b>
<b>Dénominateur (en millions d'actions)</b>		
<b>Nombre moyen d'actions en circulation</b>	2 425	2 422
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	11
<b>Nombre moyen d'actions en circulation dilué</b>	<b>2 436</b>	<b>2 433</b>
<b>Résultat par action (en euros)</b>		
<b>Résultat net part du Groupe par action</b>	1,66	0,88
<b>Résultat net part du Groupe par action dilué</b>	<b>1,65</b>	<b>0,88</b>
<b>Résultat net récurrent part du Groupe par action</b>		
<b>Résultat net récurrent part du Groupe par action</b>	2,25	2,18
<b>Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué</b>	<b>2,24</b>	<b>2,17</b>

## NOTE 13 ACTIFS IMMOBILISÉS

### 13.1 Goodwill

#### Principes comptables

Lors d'un regroupement d'entreprises le *goodwill* est calculé par différence entre :

- d'une part la somme de :
  - la contrepartie transférée ;
  - le montant des intérêts minoritaires dans l'entreprise acquise, et
  - dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- et d'autre part la juste valeur nette des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management à la date d'acquisition.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation de 12 mois.

Les *goodwill* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

#### 13.1.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	<b>Valeur nette</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>12 864</b>
Pertes de valeur	(67)
Variations de périmètre et Autres <sup>(1)</sup>	432
Écarts de conversion	62
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>13 291</b>

(1) L'augmentation du *goodwill* résulte essentiellement de l'exercice de *Purchase Price Allocation (PPA)* lié à l'acquisition, en 2023, de *Broad Reach Power* aux États-Unis. Ce montant (0,4 milliard d'euros) était, au 31 décembre 2023, comptabilisé en immobilisations incorporelles, dans l'attente de la finalisation de l'exercice *PPA*.

#### 13.1.2 Informations sur les *goodwill*

Pour les besoins des tests de dépréciation, les *goodwill* sont alloués aux secteurs opérationnels, qui représentent le niveau le plus bas auquel ils sont suivis pour des besoins de gestion interne.

Le tableau ci-dessous présente le montant des *goodwill* au 31 décembre 2024 :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2024</b>
Infrastructures	5 277
Renouvelables	2 289
Retail	1 843
FlexGen	1 483
Energy Solutions <sup>(1)</sup>	1 091
Nucléaire	797
Autres <sup>(1)</sup>	512
<b>TOTAL</b>	<b>13 291</b>

(1) Le transfert interne de *Tractebel* des activités *Energy Solutions* vers *Autres* a conduit à un reclassement du *goodwill* associé.

## 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'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

## 13.2.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
<b>VALEUR BRUTE</b>				
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>3 906</b>	<b>3 293</b>	<b>15 223</b>	<b>22 422</b>
Acquisitions	331	-	1 109	1 440
Cessions	(108)	(39)	(479)	(626)
Écarts de conversion	(30)	-	(69)	(98)
Variations de périmètre	3	-	(275)	(272)
Autres variations	30	107	(349)	(212)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>4 132</b>	<b>3 361</b>	<b>15 161</b>	<b>22 654</b>
<b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR</b>				
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>(1 838)</b>	<b>(2 314)</b>	<b>(9 821)</b>	<b>(13 973)</b>
Dotations aux amortissements	(114)	(105)	(889)	(1 107)
Pertes de valeur	(19)	-	(150)	(169)
Cessions	82	39	402	523
Écarts de conversion	3	-	(19)	(17)
Variations de périmètre	-	-	(39)	(39)
Autres variations	4	-	90	93
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>(1 882)</b>	<b>(2 380)</b>	<b>(10 427)</b>	<b>(14 689)</b>
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE</b>				
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>2 067</b>	<b>979</b>	<b>5 403</b>	<b>8 449</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>2 250</b>	<b>981</b>	<b>4 734</b>	<b>7 964</b>

La diminution nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour -1 107 millions d'euros ;
- un effet net des variations de périmètre pour -311 millions d'euros. Cet effet résulte, pour l'essentiel de l'exercice de *Purchase Price Allocation* (PPA) sur Broad Reach Power, société acquise par le Groupe au cours de l'exercice précédent. Temporairement comptabilisé en immobilisations incorporelles en 2023, ce montant (-720 millions d'euros) a fait l'objet d'une allocation définitive en immobilisations corporelles pour partie (0,4 milliard d'euros), et en *goodwill* en résiduel (0,4 milliard d'euros). L'allocation en immobilisations incorporelles ou corporelles résulte de la revalorisation en juste valeur en date d'acquisition des actifs opérationnels (actifs corporels), en cours de construction (actifs corporels) ou des projets en cours de développement (actifs incorporels). Les variations de périmètre du Groupe comprennent également l'acquisition de cinq complexes photovoltaïques au Brésil auprès d'Atlas pour un total de 248 millions d'euros (voir Note 4 « Principales variations de périmètre ») ;
- des pertes de valeurs pour -169 millions d'euros.

Elle est compensée essentiellement par des investissements sur la période pour 1 440 millions d'euros qui concernent des contrats de concession (383 millions d'euros) dans le secteur *Energy Solutions* ainsi que des actifs incorporels en cours (805 millions d'euros), notamment des extensions et maintenances de réseaux de transport et de distribution (209 millions d'euros) principalement en France, des projets informatiques (171 millions d'euros) principalement au niveau du *corporate* ENGIE en France, des coûts capitalisés dans le cadre des projets renouvelables aux États-Unis, en Australie, en France et au Brésil (84 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), et des capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

### 13.2.3 Autres

Au 31 décembre 2024, ce poste comprend principalement 1 405 millions d'euros de logiciels et licences, 843 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 164 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

### 13.2.4 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques. Les priorités en matière de recherche et développement sont orientées vers l'adaptation et l'atténuation au changement climatique, et incluent notamment les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée 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 28 millions d'euros pour l'exercice 2024.

## 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
<b>Installations techniques</b>		
● Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60 (*)
● Installation - Maintenance	3	10
● Aménagements hydrauliques	20	65
Fermes solaires et éoliennes	25	30
Autres immobilisations corporelles	2	33

(\*) Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage.

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
<b>VALEUR BRUTE</b>									
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>673</b>	<b>2 765</b>	<b>101 300</b>	<b>328</b>	<b>5 395</b>	<b>6 716</b>	<b>5 454</b>	<b>1 198</b>	<b>123 829</b>
Acquisitions/Augmentations	6	533	156	27	-	7 792	982	(96)	9 399
Cessions	(3)	(28)	(713)	(19)	(8)	(15)	(124)	(100)	(1 010)
Écarts de conversion	3	45	294	1	19	47	129	4	542
Variations de périmètre	(23)	2	1 319	(1)	22	336	16	(180)	1 492
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités»	-	-	-	(5)	-	-	(2)	(8)	(15)
Autres variations	41	157	5 558	8	97	(5 645)	(251)	57	22
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>696</b>	<b>3 474</b>	<b>107 914</b>	<b>339</b>	<b>5 525</b>	<b>9 232</b>	<b>6 204</b>	<b>875</b>	<b>134 259</b>
<b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR</b>									
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>(158)</b>	<b>(1 793)</b>	<b>(56 306)</b>	<b>(239)</b>	<b>(4 467)</b>	<b>(229)</b>	<b>(1 893)</b>	<b>(794)</b>	<b>(65 879)</b>
Dotations aux amortissements	(6)	(183)	(2 874)	(31)	(371)	-	(427)	(129)	(4 021)
Pertes de valeur	(5)	(1)	(452)	-	(4)	(67)	(29)	(164)	(722)
Cessions	(1)	22	650	17	8	6	136	93	932
Écarts de conversion	1	(20)	(145)	(1)	(13)	(6)	(37)	(8)	(229)
Variations de périmètre	-	-	(483)	1	(2)	(5)	(1)	35	(455)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente et activités»	-	-	-	5	-	-	2	7	13
Autres variations	(4)	(118)	463	2	(18)	-	31	135	491
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>(173)</b>	<b>(2 094)</b>	<b>(59 148)</b>	<b>(245)</b>	<b>(4 868)</b>	<b>(301)</b>	<b>(2 220)</b>	<b>(824)</b>	<b>(69 871)</b>
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE</b>									
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>516</b>	<b>971</b>	<b>44 993</b>	<b>90</b>	<b>928</b>	<b>6 487</b>	<b>3 561</b>	<b>404</b>	<b>57 950</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>523</b>	<b>1 380</b>	<b>48 766</b>	<b>94</b>	<b>657</b>	<b>8 932</b>	<b>3 985</b>	<b>52</b>	<b>64 388</b>

En 2024, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 8 417 millions d'euros, relatifs notamment à des constructions et des développements de champs éoliens et solaires principalement au Brésil, aux États-Unis, en France et au Chili (3 997 millions d'euros), à des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France, en Amérique latine et en Roumanie (1 862 millions d'euros), aux actifs du secteur opérationnel *FlexGen* (1 623 millions d'euros) et aux activités dans le secteur opérationnel *Energy Solutions* (588 millions d'euros) ;
- un effet positif net des variations de périmètre de 1 037 millions d'euros principalement lié à l'acquisition de cinq complexes photovoltaïques au Brésil auprès d'Atlas pour un total de 389 millions d'euros (voir *Note 4 «Principales variations de périmètre»*) et à la finalisation de l'exercice de *Purchase Price Allocation* (PPA) de *Broad Reach Power* (374 millions d'euros, cf. *Note 13.2.1*) ;
- des effets de change de 313 millions d'euros provenant principalement de l'appréciation du dollar américain (948 millions d'euros), partiellement neutralisés par la dépréciation du real brésilien et de la livre sterling (- 692 millions d'euros) par rapport à l'euro.

Ces effets sont compensés par des dotations aux amortissements pour un total de -4 021 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 1 490 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 1 625 millions d'euros au 31 décembre 2023.

## 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 2 461 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 2 859 millions d'euros au 31 décembre 2023.

La diminution nette des engagements contractuels porte principalement sur des actifs renouvelables au Brésil pour 859 millions d'euros, compensée par des actifs d'Énergie Solutions en France pour 411 millions d'euros.

### 13.3.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 308 millions d'euros au titre de 2024 contre 268 millions d'euros au titre de 2023.

## 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 forte volatilité des paramètres économiques tel que décrit dans la Note 1.3 «Utilisation d'estimations et du jugement».

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2025 et du plan d'affaires à moyen terme 2026-2027 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Au-delà du plan d'affaires moyen, les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2028-2050 lesquelles ont été revues et validées en juin 2024 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix *forward*») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO<sub>2</sub> et le prix de l'électricité sur les différents marchés dans un contexte de variation des prix de l'énergie ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO<sub>2</sub> sont en ligne avec les objectifs de réduction des émissions de 55% à l'horizon 2030 et de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le «pacte vert pour l'Europe» présenté en décembre 2019 et en juillet 2021. Parmi les scénarios externes, celui du Groupe peut être considéré comme intermédiaire entre les scénarios STEPS (*Stated Energy Policies Scenario*) et APS (*Announced Pledges Scenario*) de l'*International Energy Agency* ou proche de celui de l'ADEME («technologie verte») pour ce qui concerne la France ;
- s'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>, 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) 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 Renouvelables

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 2 289 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 839 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 21 462 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 2 818 millions d'euros.

Le secteur Renouvelables regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions.

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 11,3% en 2024. Ces taux étaient compris entre 5,3% et 10,3% en 2023, ces taux variant 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 2024, 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 15 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 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 91 millions d'euros, ces montants étant compensés par une reprise de perte de valeur sur une société mise en équivalence au Brésil pour 80 millions d'euros.

Plus spécifiquement sur les actifs renouvelables américains :

- les actifs renouvelables onshore ont été testés à réglementation (fiscale notamment) inchangée ;
- l'investissement total dans les projets offshore US par la *joint venture* Ocean Winds est, au 31 décembre 2024, de l'ordre de 0,5 milliard d'euros (en quote-part ENGIE et avant perte de valeur). Ils ont été valorisés, par ENGIE, en intégrant un report de quatre ans dans leur développement, dans un contexte où les impacts d'éventuels changements dans la réglementation américaine, et notamment le décret («*Executive Order*») du 20 janvier 2025, ne sont pas encore connus. Une perte de valeur de 133 millions d'euros (en quote-part ENGIE) a été comptabilisée, au 31 décembre 2024, au sein de la ligne «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence».

### Analyses de sensibilité

La sensibilité des activités de production électrique d'origine hydraulique en France et de production renouvelable en Amérique du Nord à la variation du prix de l'électricité ainsi qu'à la variation des taux d'actualisation sur la valeur recouvrable est présentée dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2024			
	Prix de l'électricité		Taux d'actualisation	
En milliard d'euros	+10€/MWh <sup>(1)</sup>	-10€/MWh <sup>(1)</sup>	+50 bp	-50bp
Production d'électricité hydraulique en France	0,3	(0,3)	(0,2)	0,2
Actifs renouvelables en Amérique du Nord	0,5	(0,5)	(0,1)	0,2

(1) 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.

### 13.4.3 Infrastructures

Cet ensemble englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili.

Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la transition énergétique et au verdissement des réseaux (biométhane, hydrogène...).

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 5 277 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 1 032 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 30 011 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 609 millions d'euros. Les infrastructures françaises régulées totalisent 902 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 26 953 millions d'euros pour les immobilisations corporelles.

La valorisation des activités en France découle principalement des projections de flux de trésorerie établies à partir des tarifs négociés avec le régulateur (CRE) et des valeurs terminales correspondant à la valeur attendue de la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par les opérateurs.

La base d'actifs régulés (ou BAR) regroupe l'ensemble des actifs mis en service par un opérateur d'infrastructure pour l'exercice de son activité régulée. Elle établit une valeur économique de ces actifs qui est utilisée par le régulateur pour fixer les tarifs d'accès à cette infrastructure. Elle inclut les actifs nécessaires pour fournir le service, comme les infrastructures et les équipements. Elle sert de base pour le calcul des charges d'investissement qui doivent être couvertes par le tarif d'accès à l'infrastructure, incluant l'amortissement de l'investissement initialement consenti par l'opérateur et un retour sur investissement raisonnable pour l'activité industrielle considérée. En d'autres termes, elle est le fondement de la méthodologie de détermination des tarifs utilisée par le régulateur pour s'assurer que les entreprises peuvent couvrir leurs coûts et réaliser un profit juste, tout en protégeant les consommateurs contre des tarifs excessifs.

Pour la valorisation des activités en France, le scénario de mix énergétique à horizon 2050, retenu par le Groupe et décrit dans la Note 17.3.1 «Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires», n'entraînera pas de modification sensible de la BAR. En raison du rôle indispensable du gaz qui fournit une source stable d'approvisionnement en énergie, complémentaire aux sources d'énergies renouvelables intermittentes par nature, non pilotables et difficilement stockables, le Groupe considère que son réseau d'infrastructures gazières sera maintenu pour l'acheminement du méthane vert (biométhane notamment) et du gaz naturel assorti à la capture du CO<sub>2</sub> ou converti pour permettre l'acheminement de l'hydrogène. Ces gaz verts (biométhane, hydrogène...) remplaceront progressivement le gaz naturel. Ce rôle stratégique sera par ailleurs conforté par les nouvelles opportunités liées au stockage, au transport et l'export de CO<sub>2</sub>.

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)<sup>(8)</sup>. 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 future Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. 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. Le projet de PPE3 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 ce projet de PPE3 ne remet pas en cause le scénario de mix énergétique à l'horizon 2050.

Les taux d'actualisation de l'ensemble de ces activités, en France comme à l'international, sont généralement compris entre 5,1% et 10,0% en 2024. Ces taux étaient compris entre 4,9% et 9,4% en 2023, ces taux variant 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 2024, 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 29 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne «pertes de valeur» du compte de résultat. Ces pertes de valeur concernent essentiellement certains actifs de production de biométhane d'un montant total de 18 millions d'euros.

### Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère régulé des activités Infrastructures en France et du caractère progressif de la transition du gaz naturel vers les gaz verts, une variation raisonnable des paramètres de valorisation (taux d'actualisation, taux d'inflation et taux de rémunération des actifs) n'entraînerait pas de perte de valeur.

Comme évoqué précédemment, les dernières perspectives publiques de la future 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 Infrastructure. Les Infrastructures gazières en France contribuant à 86% de la valeur recouvrable de l'UGT Infrastructure.

---

(8) La SFEC comprend trois 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 cinq 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.

Il est rappelé, ci-après, la BAR 2024 (et 2023) des actifs Infrastructures gazières en France, la valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels ainsi que les dotations aux amortissements relatives :

<i>En millions d'euros</i>	BAR 2024	BAR 2023	Valeur nette comptable des actifs corporels et incorporels (hors goodwill)	Dotations aux amortissements
GRDF	17 281	16 941	14 736	(1 098)
GRTgaz	9 384	9 362	7 744	(554)
Storengy	4 302	4 120	4 448	(163)
Elengy	912	930	348	(52)

#### 13.4.4 Energy Solutions

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 091 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 2 540 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 2 907 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 915 millions d'euros.

*Energy Solutions* 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).

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 5,1% et 9,8% en 2024. Ces taux étaient compris entre 5,3% et 9% en 2023, ces taux variant 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 2024, 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 232 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 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 (108 millions d'euros) et en Amérique du Nord (73 millions d'euros).

#### Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère essentiellement contractuel des activités d'*Energy Solutions*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

#### 13.4.5 FlexGen

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 483 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 204 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 7 744 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 1 889 millions d'euros.

*FlexGen* regroupe l'ensemble des 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) et de flexibilité aval (effacement ou déplacement de la consommation des clients BtoC). Elles apportent également des solutions pour décarboner l'industrie avec l'hydrogène bas carbone. Le rôle de la GBU est clé dans la transition énergétique. Elle

comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution de la marge captée au-delà de l'horizon liquide (i.e. l'évolution de la marge constituée du prix de l'électricité, diminué du prix du CO<sub>2</sub>, et des combustibles).

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 6,7% et 12,0% en 2024. Ces taux étaient compris entre 6,4% et 10,4% en 2023, ces taux variant 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 2024, 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 223 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne «pertes de valeur» du compte de résultat.

Ces pertes de valeur sont essentiellement liées aux cessions, en cours ou finalisées, qui s'inscrivent dans le cadre du recentrage géographique ou des activités du Groupe :

- cession, non finalisée au 31 décembre 2024, de deux centrales au Pakistan (205 millions d'euros, y compris une perte de valeur de 67 millions d'euros sur le goodwill alloué au titre de l'application d'IFRS 5 Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées) ;
- cession, finalisée en janvier 2025, d'une quote-part de la participation dans la société mise en équivalence SAFIEC SA («Safi») au Maroc (54 millions d'euros) ;
- cession, finalisée en 2024, de la participation détenue dans Senoko à Singapour (reprise de perte de valeur de 66 millions d'euros).

Le Groupe a également comptabilisé, au sein la ligne «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence», une perte de valeur sur des actifs de production thermique en Italie (88 millions d'euros) en raison d'un moins bon positionnement des actifs dans l'ordre de mérite dans un contexte de baisse des prévisions de prix.

### Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 2% sur la valeur recouvrable des centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne, 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 2% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques en France, Belgique, Pays-Bas et Espagne aurait un impact négatif de 6% sur la valeur recouvrable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 6% sur ce calcul.

#### 13.4.6 Retail

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 1 843 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 519 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 97 millions d'euros.

*Retail* regroupe les activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux. Elle intègre également l'ensemble des activités de services à destination des clients résidentiels.

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des principales activités de services et de commercialisation d'énergie en Europe a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme d'environ 2% par an.

Les taux d'actualisation de ces activités sont compris entre 7,8% et 10,3% en 2024. Ces taux étaient compris entre 8% et 10,6% en 2023, ces taux variant 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 2024, 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 250 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat. Ces pertes de valeur sont essentiellement liées aux effets induits par la cession, non encore finalisée en 2024, des entités portant les actifs de fourniture de solutions solaires et de mini-réseaux payants en Afrique (0,2 milliard d'euros).

### Analyses de sensibilité

Compte tenu du caractère peu capitalistique des activités de *Retail*, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas de perte de valeur sur le *goodwill*.

## 13.4.7 Nucléaire

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* est de 797 millions d'euros, les immobilisations incorporelles s'élèvent à 981 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 670 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 62 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 prévoit notamment la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE, 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. Le 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025 (voir *Note 24.2*). Le Parlement belge avait par ailleurs approuvé, le 18 avril 2024, les amendements législatifs nécessaires pour créer le cadre requis pour la mise en œuvre de cet accord (voir *Note 17.2*).

Par ailleurs, pour l'horizon jusqu'à l'extension des deux unités nucléaires belges et pour celui couvrant les droits de tirage sur les centrales nucléaires en France, les prévisions de flux de trésorerie reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>, l'évolution des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, le taux d'actualisation constitue également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de ces activités. Il s'établit à 7,1% pour l'exercice 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 demeure au-dessus de la valeur du *goodwill* particulièrement du fait de l'excédent de valeur attaché aux unités en France.

Des pertes de valeur d'un montant total de 2 millions d'euros ont été comptabilisées en 2024 au sein de la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

### 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 0,3 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 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 0,2 milliard d'euros mais ne s'accompagnerait pas d'une perte de valeur.

## 13.4.8 Autres

Au 31 décembre 2024, le *goodwill* s'élève à 512 millions d'euros, les immobilisations incorporelles à 850 millions d'euros, les immobilisations corporelles à 1 496 millions d'euros et les sociétés mises en équivalence à 80 millions d'euros.

Cet ensemble regroupe les activités de gestion et d'optimisation de l'énergie, de fourniture BtoB en France d'Entreprises & Collectivités (E&C), de Tractebel ainsi que du *Corporate*, des *holdings* et d'autres entités. Ces entités présentent des marges importantes entre la valeur recouvrable et la valeur nette comptable au 31 décembre 2024.

Une reprise de perte de valeur d'un montant total de 42 millions d'euros a été comptabilisée en 2024 au sein de la ligne «pertes de valeur» du compte de résultat, et concerne essentiellement :

- la perte de valeur comptabilisée sur les actifs d'EVBox suite à la décision d'arrêt des activités (96 millions d'euros) ;
- une reprise de perte de valeur de 171 millions d'euros pour tenir compte des effets de la cession, non encore finalisée au 31 décembre 2024, de la participation du Groupe dans E&E Algeria Touat BV, société détentrice d'une part de 65% dans le groupement TouatGaz, opérant sur le gisement gazier de Touat en Algérie.

## 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. 2024			31 déc. 2023		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	14.1	7 722	11 959	19 681	14 817	2 170	16 987
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		903	-	903	1 902	-	1 902
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		226	-	226	222	-	222
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 414	24	1 438	1 753	119	1 873
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		1 468	785	2 253	2 915	654	3 569
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		3 711	11 150	14 861	8 024	1 397	9 421
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	15 880	15 880	-	20 092	20 092
Actifs de contrats	7.2	3	9 229	9 232	1	9 530	9 531
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	16 928	16 928	-	16 578	16 578
Instruments financiers dérivés	14.4	6 689	6 366	13 055	12 764	8 481	21 245
<b>TOTAL</b>		<b>14 413</b>	<b>60 362</b>	<b>74 776</b>	<b>27 582</b>	<b>56 850</b>	<b>84 433</b>

### 14.1.1 Autres actifs financiers

#### 14.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

##### Principes comptables

##### Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

##### Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

<i>En millions d'euros</i>	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
<b>AU 31 DECEMBRE 2023</b>	<b>1 902</b>	<b>222</b>	<b>2 124</b>
Acquisitions	371	76	447
Cessions	(1 582)	(47)	(1 628)
Variations de juste valeur	224	(23)	201
Variations de périmètre, change et divers	(13)	(2)	(15)
<b>AU 31 DECEMBRE 2024</b>	<b>903</b>	<b>227</b>	<b>1 129</b>
Dividendes	3	5	8

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 653 millions d'euros d'instruments cotés (1 653 millions d'euros au 31 décembre 2023) et 476 millions d'euros d'instruments non cotés (473 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a procédé sur la période à des cessions d'instruments de capitaux propres en vue de réinvestir, au sein de la ligne «Prêts et créances au coût amorti», les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires.

#### 14.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

##### Principes comptables

##### Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit «SPPI»), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires. Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

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

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

##### Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit «SPPI») ou dont la détention s'inscrit dans un «autre» modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

<i>En millions d'euros</i>	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
<b>AU 31 DECEMBRE 2023</b>	<b>1 873</b>	<b>-</b>	<b>2 685</b>	<b>884</b>	<b>5 441</b>
Acquisitions	2 203	-	652	280	3 135
Cessions	(2 649)	(1)	(844)	(154)	(3 649)
Variations de juste valeur	5	-	191	26	222
Variations de périmètre, change et divers	6	1	(1 466)	-	(1 458)
<b>AU 31 DECEMBRE 2024</b>	<b>1 438</b>	<b>-</b>	<b>1 218</b>	<b>1 035</b>	<b>3 691</b>

Les instruments de dette à la juste valeur au 31 décembre 2024 comprennent essentiellement les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 2 633 millions d'euros (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 1 035 millions d'euros (respectivement 4 536 millions d'euros et 884 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le Groupe a procédé sur la période à des cessions d'instruments de dette en vue de réinvestir, au sein de la ligne «Prêts et créances au coût amorti», les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires.

### 14.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

#### Principes comptables

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test «SPPI»), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Le Groupe a conclu des contrats de concessions avec certaines autorités publiques au titre desquels les travaux de construction, d'extension ou d'amélioration de l'infrastructure sont réalisés en contrepartie d'un droit inconditionnel à recevoir du concessionnaire un paiement en trésorerie ou en autres actifs financiers. Dans ce cas, le Groupe constate une créance financière sur le concédant.

Le Groupe a conclu des contrats de services ou des contrats *take-or-pay* qui sont ou contiennent des contrats de location et dans lesquels le Groupe agit comme bailleur et ses clients comme preneurs. Ces contrats font l'objet d'une analyse selon les principes d'IFRS 16 afin de déterminer s'ils qualifient de contrats de location simple ou de contrats de location-financement. Si un contrat transfère au client, le preneur, la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif, ce contrat est considéré comme un contrat de location-financement et une créance financière est constatée pour refléter le financement accordé par le Groupe à son client.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Il convient de se reporter à la Note 15 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

En millions d'euros	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées et autres instruments de dette au coût amorti	914	10 020	10 934	5 021	350	5 371
Autres créances au coût amorti	264	874	1 139	219	648	867
Créances de concessions	2 222	195	2 417	2 349	211	2 559
Créances de location financement	310	61	370	435	188	624
<b>TOTAL</b>	<b>3 711</b>	<b>11 150</b>	<b>14 861</b>	<b>8 024</b>	<b>1 397</b>	<b>9 421</b>

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 9 622 millions d'euros (3 777 millions d'euros au 31 décembre 2023) (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 est notamment liée au réinvestissement des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires, dont les actifs étaient précédemment placés dans des instruments de capitaux propres et de dette évalués à la juste valeur.

Les créances de concessions s'élèvent à 2 417 millions d'euros au 31 décembre 2024 (2 559 millions d'euros au 31 décembre 2023). 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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>531</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>
AU 31 DÉCEMBRE 2023	280	(35)	(6)

### 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. 2024	31 déc. 2023
Paiements minimaux non actualisés	1 011	1 006
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	54	46
<b>TOTAL INVESTISSEMENT BRUT</b>	<b>1 065</b>	<b>1 052</b>
<b>Produits financiers non acquis</b>	<b>440</b>	<b>276</b>
<b>INVESTISSEMENT NET (BILAN)</b>	<b>624</b>	<b>776</b>
<i>Dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	578	733
<i>Dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	46	43

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. 2024	31 déc. 2023
Au cours de la 1 <sup>ère</sup> année	243	222
De la 2 <sup>ème</sup> à la 5 <sup>ème</sup> année comprise	405	360
Au-delà de la 5 <sup>ème</sup> année	363	423
<b>TOTAL</b>	<b>1 011</b>	<b>1 006</b>

### 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.

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 16 928 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 16 578 millions d'euros au 31 décembre 2023. Il est composé d'OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour (50%), de dépôts à terme et comptes courants à moins d'un mois (36%) et de dépôts à moins de trois mois et autres produits (14%).

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (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 2024 s'établit à 803 millions d'euros, contre 596 millions d'euros en 2023.

### 14.1.4 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2024, 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 0,5 milliard d'euros (contre 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2023).

### 14.1.5 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 308	3 685

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 2024 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. 2024			31 déc. 2023		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	14.3	42 880	9 127	52 006	37 920	9 367	47 287
Fournisseurs et autres créanciers	14.2	-	19 007	19 007	-	22 976	22 976
Passifs de contrats	7.2	153	3 818	3 971	93	3 960	4 053
Instruments financiers dérivés	14.4	7 695	4 893	12 588	16 755	7 806	24 561
Autres passifs financiers		97	-	97	82	-	82
<b>TOTAL</b>		<b>50 826</b>	<b>36 844</b>	<b>87 670</b>	<b>54 851</b>	<b>44 108</b>	<b>98 959</b>

### 14.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Fournisseurs	17 966	22 188
Dettes sur immobilisations	1 041	787
<b>TOTAL</b>	<b>19 007</b>	<b>22 976</b>

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. 2024			31 déc. 2023		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
<b>Emprunts</b>	Emprunts obligataires	33 341	1 409	34 750	29 217	1 039	30 256
	Emprunts bancaires	6 003	844	6 847	5 985	763	6 748
	Titres négociables à court terme		5 001	5 001		5 606	5 606
	Dettes de location	3 270	473	3 743	2 677	470	3 147
	Autres emprunts <sup>(1)</sup>	266	1 138	1 404	41	1 034	1 074
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		262	262		455	455
	<b>TOTAL EMPRUNTS</b>	<b>42 880</b>	<b>9 127</b>	<b>52 006</b>	<b>37 920</b>	<b>9 367</b>	<b>47 287</b>
<b>Autres actifs financiers</b>	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net <sup>(2)</sup>	(319)	(1 555)	(1 874)	(303)	(1 111)	(1 414)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(16 928)	(16 928)		(16 578)	(16 578)
<b>Instruments financiers dérivés</b>	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette <sup>(3)</sup>	(41)	60	19	177	20	198
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>42 520</b>	<b>(9 296)</b>	<b>33 223</b>	<b>37 795</b>	<b>(8 302)</b>	<b>29 493</b>

- (1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour -42 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 433 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 452 millions d'euros (contre respectivement -41, 481 et 268 millions d'euros au 31 décembre 2023).
- (2) Ce montant inclut notamment les actifs liés au financement pour 66 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 1 035 millions d'euros et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 772 millions d'euros (contre respectivement 105, 884 et 425 millions d'euros au 31 décembre 2023).
- (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 2024 à 46 792 millions d'euros pour une valeur comptable de 48 143 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. 2023	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	Ecart de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2024
<b>Emprunts</b>	Emprunts obligataires	30 256	4 083	-	-	(32)	443	34 750
	Emprunts bancaires	6 748	(170)	-	-	(261)	530	6 847
	Titres négociables à court terme	5 606	(635)	-	-	30	-	5 001
	Dettes de location <sup>(1) (2)</sup>	3 147	(461)	-	-	59	998	3 743
	Autres emprunts	1 074	2 690	-	383	1	(2 745)	1 404
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	455	(2 779)	-	-	(4)	2 591	262
	<b>TOTAL EMPRUNTS</b>	<b>47 287</b>	<b>2 727</b>	<b>-</b>	<b>383</b>	<b>(207)</b>	<b>1 816</b>	<b>52 006</b>
<b>Autres actifs financiers</b>	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 414)	(475)	-	(28)	8	35	(1 874)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(16 578)	-	(95)	-	8	(263)	(16 928)
<b>Instruments financiers dérivés</b>	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	198	(338)	-	(57)	217	(1)	19
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>29 493</b>	<b>1 915</b>	<b>(95)</b>	<b>299</b>	<b>26</b>	<b>1 587</b>	<b>33 223</b>

(1) Dettes de location : le montant de -461 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 -544 millions d'euros dont 83 millions d'euros d'intérêts).

(2) Dettes de location : le montant de 998 millions d'euros dans la colonne « Variations de périmètres et Autres » correspond principalement à la comptabilisation de nouveaux droits d'utilisation, dont ceux relatifs au futur Campus d'ENGIE, ainsi qu'à la location de navires GNL.

### 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 2024, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de +26 millions d'euros, dont +504 millions d'euros sur le dollar américain et -558 millions d'euros sur le real brésilien.

Les cessions et les acquisitions au cours de 2024 (y compris les effets de variations de périmètres) ont impacté la dette nette à hauteur de +533 millions d'euros. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 882 millions d'euros (voir Note 4.1 « Cessions réalisées au cours de l'exercice 2024 »), dont la cession en janvier 2024 d'une participation de 15% dans TAG pour 0,4 milliard d'euros ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice, qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 1 415 millions d'euros (voir Note 4.2 « Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2024 »). La principale opération concerne l'acquisition au Brésil, en mars 2024, de cinq complexes photovoltaïques, pour 0,6 milliard d'euros.

### 14.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2024 :

	Entité	Type	Devise	Coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Montant en cours (en millions de)	Montant en cours (en millions d'euros)
<b>Emissions</b>								
	ENGIE SA	obligations	€	3,625%	06/03/2024	06/03/2031	600	600
	ENGIE SA	obligations vertes	€	3,875%	06/03/2024	06/03/2036	800	800
	ENGIE SA	obligations vertes	€	4,250%	06/03/2024	06/03/2044	600	600
	ENGIE SA	obligations US	\$	5,250%	10/04/2024	10/04/2029	750	693
	ENGIE SA	obligations US	\$	5,625%	10/04/2024	10/04/2034	750	693
	ENGIE SA	obligations US	\$	5,875%	10/04/2024	10/04/2054	500	462
	ENGIE SA	obligations vertes GBP	£	5,750%	28/10/2024	28/10/2050	500	600
	EECL	obligations	\$	6,375%	17/04/2024	17/04/2034	500	469
	EECL	obligations vertes	CHF	2,128%	26/09/2024	26/09/2029	190	201
	EBE SA	obligations	BRL	12,4974%	15/06/2024	15/08/2029	863	
	EBE SA	obligations	BRL	IPCA+6,375%	15/06/2024	15/06/2034	637	514
	EBE SA	obligations	BRL	12,2372%	25/09/2024	25/09/2030	1 500	
<b>Remboursements</b>								
	ENGIE SA	obligations	JPY	0,535%	16/09/2015	16/01/2024	20 000	122
	ENGIE SA	obligations	€	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	480	480
	ENGIE SA («GDF SUEZ»)	obligations	NOK	4,020%	22/04/2013	22/04/2024	500	44
	ENGIE SA («GDF SUEZ»)	obligations	CHF	1,625%	10/09/2012	10/09/2024	175	184
	EECL <sup>(1)</sup>	obligations	\$	4,5%		29/01/2025	214	198

(1) Sur un montant en cours total de 350 millions de dollars américains.

## 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. 2024						31 déc. 2023					
	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	472	73	545	431	133	564	279	111	390	457	131	588
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	4 948	6 577	11 525	5 715	5 887	11 602	10 984	8 344	19 328	15 132	7 516	22 648
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments <sup>(1)</sup>	1 269	79	1 348	1 549	77	1 626	1 501	26	1 526	1 167	159	1 325
<b>TOTAL</b>	<b>6 689</b>	<b>6 730</b>	<b>13 418</b>	<b>7 695</b>	<b>6 096</b>	<b>13 792</b>	<b>12 764</b>	<b>8 481</b>	<b>21 245</b>	<b>16 755</b>	<b>7 806</b>	<b>24 561</b>

(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 2024 de l'ordre de 3,4 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 2023, en raison de normalisation des prix des matières premières sur 2024. Ces dérivés ont pour principales échéances 2025 et 2026.

#### 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, est présenté dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière <sup>(1)</sup>	Autres accords de compensation <sup>(2)</sup>	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière <sup>(1)</sup>	Autres accords de compensation <sup>(2)</sup>	Montant net Total
<b>Actifs</b>								
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	14 924	11 525	(2 509)	9 016	28 522	19 328	(4 927)	14 401
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 893	1 893	(132)	1 761	1 917	1 917	(469)	1 448
<b>Passifs</b>								
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(15 000)	(11 602)	1 332	(10 270)	(31 843)	(22 648)	3 898	(18 750)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 190)	(2 190)	605	(1 584)	(1 913)	(1 913)	415	(1 498)

(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. 2024				31 déc. 2023			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	4 796	3 285	-	1 511	7 552	6 189	-	1 363
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	903	653	-	250	1 902	1 653	-	249
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	226	-	-	226	222	-	-	222
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>	1 438	1 438	-	-	1 873	1 873	-	-
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	2 229	1 195	-	1 034	3 555	2 663	-	891
Instruments financiers dérivés	13 418	47	11 975	1 397	21 245	43	20 087	1 114
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	545	-	545	-	390	-	390	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management <sup>(1)</sup></i>	7 526	-	6 905	620	16 614	-	16 263	351
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading <sup>(1)</sup></i>	4 000	47	3 176	776	2 714	43	1 907	764
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 348	-	1 348	-	1 526	-	1 526	-
<b>TOTAL</b>	<b>18 214</b>	<b>3 332</b>	<b>11 975</b>	<b>2 908</b>	<b>28 796</b>	<b>6 232</b>	<b>20 087</b>	<b>2 477</b>

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat.

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 14.4 «Instruments financiers dérivés».

#### Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

La variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>249</b>	<b>-</b>	<b>222</b>	<b>891</b>	<b>1 363</b>
Acquisitions	12	-	76	280	367
Cessions	(2)	(1)	(47)	(192)	(242)
Variations de juste valeur <sup>(1)</sup>	4	-	(23)	24	6
Variations de périmètre, change et divers	(13)	1	(2)	31	16
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>250</b>	<b>-</b>	<b>226</b>	<b>1 034</b>	<b>1 511</b>
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					(30)

### Instruments financiers dérivés

La variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Net Actif/(Passif)</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>(1 188)</b>
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	500
Dénouements	314
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	77
<b>Juste valeur nette enregistrée en résultat</b>	<b>(297)</b>
Gains/(pertes) Day-One différés	3
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>(295)</b>

### 14.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2024</b>				<b>31 déc. 2023</b>			
	<b>Total</b>	<b>Niveau 1</b>	<b>Niveau 2</b>	<b>Niveau 3</b>	<b>Total</b>	<b>Niveau 1</b>	<b>Niveau 2</b>	<b>Niveau 3</b>
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	9 555	-	9 555	-	5 755	-	5 755	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	37 237	23 711	13 527	-	37 239	23 251	13 988	-
Instruments financiers dérivés	13 792	30	12 071	1 691	24 561	112	22 063	2 385
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	564	-	564	-	588	-	588	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management <sup>(1)</sup></i>	8 114	-	7 094	1 020	20 933	-	20 081	852
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading <sup>(1)</sup></i>	3 488	30	2 787	671	1 715	112	70	1 533
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 626	-	1 626	-	1 325	-	1 325	-
<b>TOTAL</b>	<b>60 584</b>	<b>23 740</b>	<b>35 152</b>	<b>1 691</b>	<b>67 555</b>	<b>23 363</b>	<b>41 806</b>	<b>2 385</b>

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et des contrats d'électricité évalués à la juste valeur par résultat.

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 2024 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 <sup>(1)</sup>

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2024		31 déc. 2023	
		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	-	64
Gaz naturel - Europe	-10 €/MWh	(284)	(957)	(411)	(1 288)
Gaz naturel - Europe	+10 €/MWh	278	957	398	1 288
Gaz naturel - Reste du monde	+3 €/MWh	28	199	37	138
Électricité - Europe	-20 €/MWh	65	(598)	(353)	338
Électricité - Europe	+20 €/MWh	(65)	598	353	(338)
Électricité - Reste du monde	+5 €/MWh	(448)	-	(166)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	29	4	12	9
EUR/USD	+10%	75	(183)	(40)	(111)
EUR/GBP	+10%	(1)	-	66	-

(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 2 253 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 3 441 millions d'euros en 2023).

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. 2024	2024 moyenne <sup>(1)</sup>	Maximum 2024 <sup>(2)</sup>	Minimum 2024 <sup>(2)</sup>	2023 moyenne <sup>(1)</sup>
Activités de trading	7	13	27	5	15

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2024.

Les limites de VaR sont fixées dans le cadre d'une gouvernance Groupe, qui a été renforcée depuis le début de la crise pour tenir compte d'un contexte de marchés plus volatils. Le minimum et le maximum, en 2024, sont à comparer respectivement à 4 millions d'euros et à 39 millions d'euros en 2023.

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. 2024				31 déc. 2023			
	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	4 948	2 577	(5 715)	(2 399)	10 984	5 630	(15 132)	(5 801)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	520	1 570	(575)	(811)	1 648	4 268	(2 321)	(5 782)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	4 428	1 007	(5 140)	(1 588)	9 336	1 362	(12 811)	(19)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	4 000	-	(3 488)	-	2 714	-	(1 715)
<b>TOTAL</b>	<b>4 948</b>	<b>6 577</b>	<b>(5 715)</b>	<b>(5 887)</b>	<b>10 984</b>	<b>8 344</b>	<b>(15 132)</b>	<b>(7 516)</b>

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. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	313	1 014	(277)	(516)	760	1 848	(1 052)	(2 733)
Électricité	199	251	(297)	(69)	660	2 081	(1 057)	(2 664)
Pétrole	-	304	-	(225)	227	338	(211)	(384)
Autres <sup>(1)</sup>	8	1	(1)	(1)	1	1	(1)	(1)
<b>TOTAL</b>	<b>520</b>	<b>1 570</b>	<b>(575)</b>	<b>(811)</b>	<b>1 648</b>	<b>4 268</b>	<b>(2 321)</b>	<b>(5 782)</b>

(1) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

### Montants notionnels (nets) <sup>(1)</sup>

	Unité	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024
Gaz naturel	GWh	115 535	29 444	5 460	(9 518)	(16 007)	(30)	124 884
Électricité	GWh	7 184	8 952	6 242	2 027	71	-	24 476
Produits pétroliers	Milliers de barils	(11 191)	-	-	-	-	-	(11 191)
Change	Millions d'euros	-	-	-	-	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	(141)	(207)	32	52	20	-	(244)

(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. 2024			31 déc. 2023		
	Juste valeur		Total	Nominal Total	Juste valeur Total	Nominal Total
	Actif	Passif				
Couverture de flux de trésorerie	2 091	(1 386)	705	4 885	(2 187)	10 553
<b>TOTAL</b>	<b>2 091</b>	<b>(1 386)</b>	<b>705</b>	<b>4 885</b>	<b>(2 187)</b>	<b>10 553</b>

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 <sup>(1)</sup>	Part inefficace comptabilisée en résultat <sup>(1)</sup>	Montant reclassé des capitaux propres en résultat <sup>(1)</sup>	Ligne du compte de résultat
							Résultat opérationnel courant
Couverture des flux de trésorerie	4 885	705		675	(330)	3 587	Résultat opérationnel courant
			Éléments couverts	4 835			

(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 2024 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	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Juste valeur des dérivés par date de maturité	607	104	(8)	1	7	(6)	705	(2 187)

## 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	
<b>Au 31 DÉCEMBRE 2023</b>		<b>(3 852)</b>
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		675
Montant recyclé des capitaux propres en résultat		3 587
Écarts de conversion		-
Variations de périmètre et autres		-
<b>Au 31 DÉCEMBRE 2024</b>		<b>409</b>

## 15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

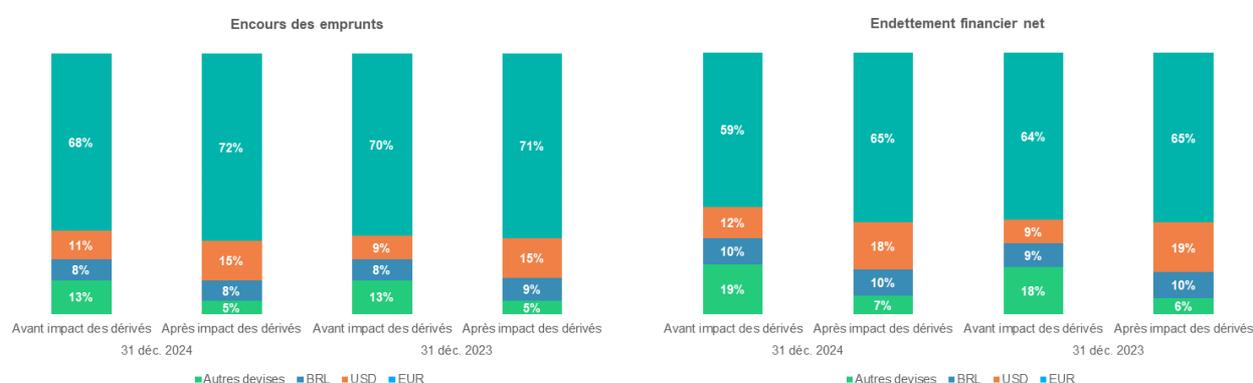
- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- 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. 2024			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+10% <sup>(1)</sup>	-10% <sup>(1)</sup>	+10% <sup>(1)</sup>	-10% <sup>(1)</sup>
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière <sup>(2)</sup>	(6)	6	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net <sup>(3)</sup>	NA	NA	673	(673)

(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

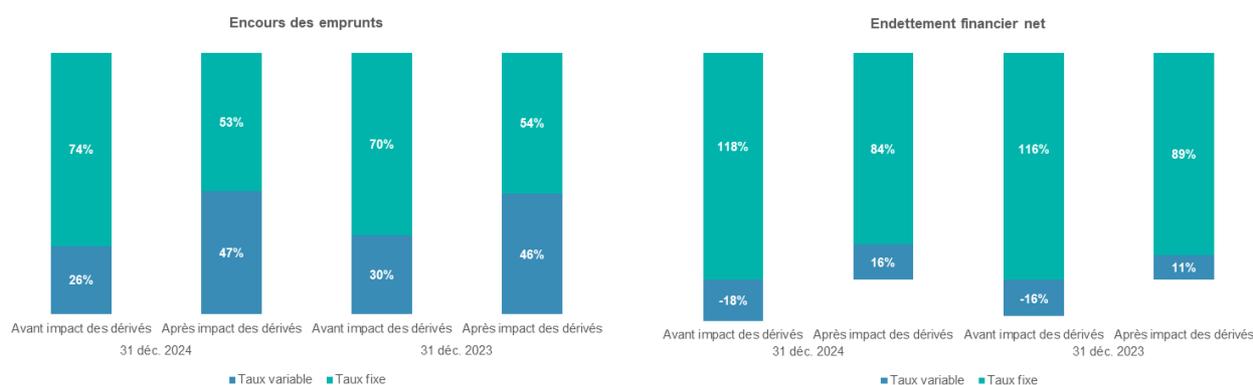
taux variable protégé («taux variable *cappé*») au niveau de l'endettement financier net du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

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. 2024			
	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	(46)	46	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	17	(17)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	47	(167)

## 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. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	472	73	(431)	(133)	279	111	(457)	(131)
<i>Couverture de juste valeur</i>	273	48	(318)	(36)	190	43	(289)	(21)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	147	3	(66)	(9)	43	-	(120)	(45)
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	52	22	(46)	(88)	47	68	(48)	(66)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 269	79	(1 549)	(77)	1 501	26	(1 167)	(159)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	205	30	(739)	(23)	189	2	(351)	(91)
<i>Couverture d'investissement net</i>	37	-	(115)	-	180	-	(1)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	1 027	49	(696)	(54)	1 131	23	(815)	(67)
<b>TOTAL</b>	<b>1 741</b>	<b>152</b>	<b>(1 980)</b>	<b>(209)</b>	<b>1 780</b>	<b>137</b>	<b>(1 623)</b>	<b>(290)</b>

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	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CCS	USD	(755)	(45)	(99)	-	(226)	(48)	(337)
			GBP	(2 714)	-	-	-	(603)	-	(2 111)
			EUR	(553)	-	-	-	(222)	-	(331)
			CHF	(643)	-	-	(202)	-	(202)	(239)
			HKD	(285)	-	-	(112)	-	-	(174)
			PEN	(188)	-	(64)	(65)	(59)	-	-
			AUD	(119)	(69)	-	-	-	-	(51)
Payeur	Variable	CCS	CNH	(221)	-	-	(28)	(111)	(83)	-
			EUR	4 093	75	-	125	968	125	2 799
	Fixe	CCS	USD	995	-	73	74	294	217	337
			EUR	195	-	-	195	-	-	-
			BRL	121	39	82	-	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	IRS	EUR	10 979	813	1 247	378	(94)	72	8 562
			MYR	66	4	4	4	4	4	47
			USD	1 518	42	775	253	38	76	334
			ZAR	177	39	7	9	10	12	100
	Variable	IRS	BRL	515	-	-	-	49	133	332
			EUR	21 105	4 467	1 950	800	138	300	13 450
			GBP	302	-	-	-	-	-	302
			USD	963	-	-	-	-	481	481

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 4,6%, présenté dans la Note 10 «Résultat financier».

## Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

## Dérivés de change

En millions d'euros	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
	Juste valeur		Total	Total	Total	
	Actif	Passif				Nominal
Couverture de flux de trésorerie	193	(803)	(611)	4 256	(530)	4 708
Couverture d'investissement net	37	(115)	(78)	5 531	179	5 596
Dérivés non qualifiés de couverture	48	(146)	(65)	13 026	16	12 086
<b>TOTAL</b>	<b>278</b>	<b>(1 064)</b>	<b>(753)</b>	<b>22 813</b>	<b>(335)</b>	<b>22 391</b>

## Dérivés de taux

En millions d'euros	31 déc. 2024			31 déc. 2023		
	Juste valeur		Total	Total	Total	
	Actif	Passif				Nominal
Couverture de juste valeur	321	(354)	(33)	12 020	(77)	7 975
Couverture de flux de trésorerie	193	(35)	140	2 928	158	3 399
Dérivés non qualifiés de couverture	1 102	(737)	390	26 081	258	25 438
<b>TOTAL</b>	<b>1 616</b>	<b>(1 126)</b>	<b>497</b>	<b>41 029</b>	<b>339</b>	<b>36 812</b>

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
<b>Couverture de juste valeur</b>	Instruments de couverture	12 020	(33)	(33)	-	16	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts (3) (4)	9 422	(42)	3 800	NA		NA	
<b>Couverture des flux de trésorerie</b>	Instruments de couverture	7 184	(470)	(523)	308	4	(35)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			525				
<b>Couverture d'investissement net</b>	Instruments de couverture	5 531	(78)	(58)	303	NA	(38)	Autres produits et charges financiers / Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			58				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de -33 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 23 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 2024 reflète leur évolution cumulative depuis la mise en place des couvertures. Le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2024, 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	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Juste valeur des dérivés par date de maturité	19	27	17	(78)	8	(463)	(470)	(371)

**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 <sup>(1)</sup>	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de taux d'intérêt <sup>(1) (3)</sup>	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change <sup>(2)</sup>	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change <sup>(2) (4)</sup>
<i>En millions d'euros</i>				
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>45</b>	<b>97</b>	<b>14</b>	<b>(238)</b>
Part efficace comptabilisée en capitaux		(389)	81	(303)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		35	-	38
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	(1)	4	-	-
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>44</b>	<b>(254)</b>	<b>95</b>	<b>(502)</b>

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données.

(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données.

(3) Comprend +313 millions d'euros de réserves cumulées (+275 millions d'euros au 31 décembre 2023) 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, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), en fonction du type de contrepartie (publiques ou privées ; domestiques ou BtoB), géographique, type d'activité...
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : actifs financiers n'ayant pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale (pertes de valeur attendues calculées sur les 12 mois glissants) ;
  - phase 2 : actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative (pertes de valeur attendues calculées sur la durée de vie). Un reclassement de la phase 1 à la phase 2 est fondé sur l'analyse de différents

critères, notamment (i) la dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie, (ii) l'évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire, (iii) une évolution du risque politique ou du risque pays.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale.

- phase 3 : actifs pour lesquels un défaut a déjà été observé, (difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie, défaut de soutien éventuelle d'une société-mère, procédure judiciaire engagée pour défaut de paiement...).

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à :  $EAD \times PD \times LGD$ , où :

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliqués la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : les informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire, lorsque la procédure est terminée ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire, lorsque la créance est échue depuis plus de trois ans (cinq ans pour les contreparties du secteur public).

Dans le cadre de ses activités marché (essentiellement sur les clients BtoB), le Groupe prend en compte dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives permettant de refléter au mieux la situation d'une série de secteurs économiques jugés comme étant les plus critiques.

## 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 4 841 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 4 579 millions d'euros au 31 décembre 2023).

#### Approche individuelle

		31 déc. 2024							
<i>En millions d'euros</i>		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 <sup>(1)</sup>	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)
<b>TOTAL</b>		<b>8 245</b>	<b>7 755</b>	<b>490</b>	<b>-</b>	<b>8 245</b>	<b>7 146</b>	<b>1 099</b>	<b>8 245</b>
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)
<b>TOTAL</b>		<b>3 794</b>	<b>3 733</b>	<b>62</b>	<b>-</b>	<b>3 794</b>	<b>2 566</b>	<b>1 228</b>	<b>3 794</b>

		31 déc. 2023							
<i>En millions d'euros</i>		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 <sup>(1)</sup>	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	13 653	12 304	1 248	101	13 653	11 533	2 121	13 653
	Pertes de valeur attendues	(909)	(696)	(116)	(97)	(909)	(594)	(315)	(909)
<b>TOTAL</b>		<b>12 745</b>	<b>11 609</b>	<b>1 132</b>	<b>4</b>	<b>12 745</b>	<b>10 939</b>	<b>1 806</b>	<b>12 745</b>
Actifs de contrats	Brut	4 377	4 374	2	-	4 377	3 299	1 078	4 377
	Pertes de valeur attendues	(22)	(22)	-	-	(22)	(15)	(7)	(22)
<b>TOTAL</b>		<b>4 354</b>	<b>4 352</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>4 354</b>	<b>3 284</b>	<b>1 070</b>	<b>4 354</b>

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

#### Approche collective

		31 déc. 2024				Total Actifs échus au 31 déc. 2024
<i>En millions d'euros</i>		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 076	497	186	422	1 105
	Pertes de valeur attendues	(1 242)	(53)	(48)	(363)	(465)
<b>TOTAL</b>		<b>2 833</b>	<b>444</b>	<b>138</b>	<b>59</b>	<b>641</b>
Actifs de contrats	Brut	5 458	357	36	47	440
	Pertes de valeur attendues	(16)	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>		<b>5 442</b>	<b>357</b>	<b>36</b>	<b>47</b>	<b>440</b>

31 déc. 2023

En millions d'euros		Approche collective	31 déc. 2023			Total Actifs échus au 31 déc. 2023
			0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
<b>Créances commerciales et autres débiteurs</b>	Brut	3 953	420	212	199	831
	Pertes de valeur attendues	(1 153)	(20)	(40)	(216)	(275)
<b>TOTAL</b>		<b>2 800</b>	<b>400</b>	<b>173</b>	<b>(16)</b>	<b>557</b>
<b>Actifs de contrats</b>	Brut	5 194	31	85	3	119
	Pertes de valeur attendues	(5)	-	(2)	-	(2)
<b>TOTAL</b>		<b>5 189</b>	<b>31</b>	<b>83</b>	<b>3</b>	<b>117</b>

### 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.

La volatilité importante des prix des matières premières et l'impact sur la valorisation des dérivés à l'actif du bilan n'a pas significativement modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit de ses contreparties.

En millions d'euros	31 déc. 2024		31 déc. 2023	
	Investment Grade <sup>(1)</sup>	Total	Investment Grade <sup>(1)</sup>	Total
Exposition brute <sup>(2)</sup>	9 757	11 522	15 954	19 324
Exposition nette <sup>(3)</sup>	4 107	4 961	6 385	8 050
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	82,8%		79,3%	

- (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 772 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 425 millions d'euros au 31 décembre 2023).

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 <sup>(1)</sup>	Autres	Total par type de contreparties
Brut	14 296	43	685	15 024	11 367	3 657	15 024
Pertes de valeur	(88)	(35)	(1 175)	(1 298)	(74)	(1 224)	(1 298)
<b>TOTAL</b>	<b>14 208</b>	<b>9</b>	<b>(491)</b>	<b>13 726</b>	<b>11 292</b>	<b>2 434</b>	<b>13 726</b>

31 déc. 2023							
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 <sup>(1)</sup>	Autres	Total par type de contreparties
Brut	8 879	285	700	9 865	5 754	4 111	9 865
Pertes de valeur	(78)	(45)	(1 180)	(1 302)	(174)	(1 128)	(1 302)
<b>TOTAL</b>	<b>8 802</b>	<b>240</b>	<b>(479)</b>	<b>8 563</b>	<b>5 580</b>	<b>2 983</b>	<b>8 563</b>

(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. 2024				31 déc. 2023			
	Total	Investment Grade <sup>(1)</sup>	Sans notation <sup>(2)</sup>	Non Investment Grade <sup>(2)</sup>	Total	Investment Grade <sup>(1)</sup>	Sans notation <sup>(2)</sup>	Non Investment Grade <sup>(2)</sup>
Exposition	17 429	95,9%	2,5%	1,6%	17 577	89,6%	3,3%	7,1%

(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 2024, le Crédit Agricole SA est la principale contrepartie du Groupe et représente 27,6% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire. En second arrive la BNP Paribas avec 10,1%. Aucune autre contrepartie n'excède les 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 2024, 87% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

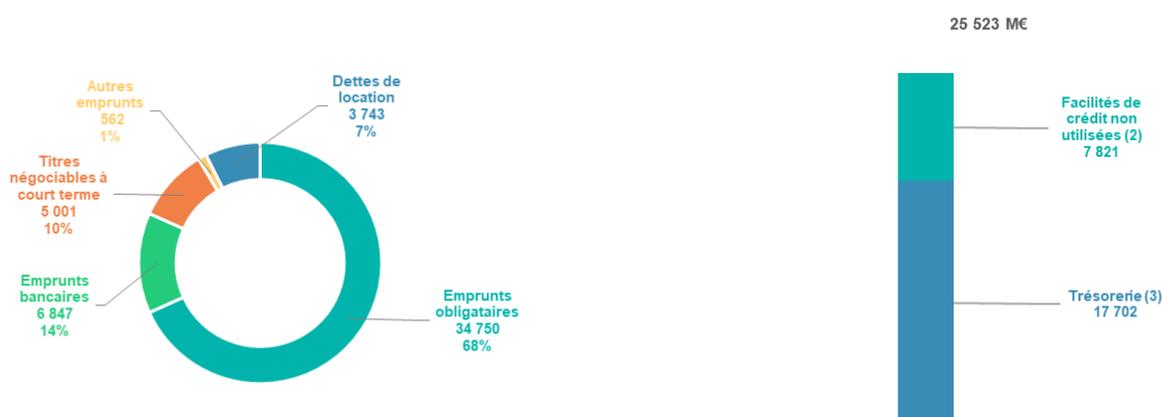
La politique de financement du Groupe repose sur les principes suivants :

- 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 <sup>(1)</sup>

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 16 928 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 262 millions d'euros ; dont 74% placés en zone euro.

Au 31 décembre 2024, 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	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Emprunts obligataires	1 409	2 753	3 051	3 206	3 388	20 944	34 750	30 256
Emprunts bancaires	844	432	659	246	303	4 363	6 847	6 748
Titres négociables à court terme	5 001						5 001	5 606
Dettes de location	473	477	418	335	324	2 551	3 743	3 147
Autres emprunts	105	10	11	9	228	199	562	366
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	262	-	-	-	-	-	262	455

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	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des emprunts	1 166	825	1 083	8 546	169	1 032	12 822	16 900

#### Flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) par date de maturité

En millions d'euros	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Dérivés (hors matières premières)	(5)	51	66	-	37	971	1 120	527

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessous correspondent à des positions nettes.

#### Flux contractuels non actualisés relatifs aux contrats de location

Au 31 décembre 2024, 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 1 647 millions d'euros (dont environ 68% sont relatifs à des engagements potentiels au-delà de 2029). Ce montant concerne des contrats de location qui n'ont pas encore pris effet (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, 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	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 166	825	1 083	8 546	169	1 032	12 822	12 231

Parmi ces programmes disponibles, 5 001 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme.

Au 31 décembre 2024, 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.

<i>En millions d'euros</i>	2025	2026	2027	2028	2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
<b>Instruments financiers dérivés passifs</b>								
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(2 462)	(3 507)	(1 125)	(398)	(180)	(672)	(8 343)	(21 080)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(3 502)	-	-	-	-	-	(3 502)	(1 787)
<b>Instruments financiers dérivés actifs</b>								
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 597	3 155	957	242	162	520	7 632	16 734
<i>afférents aux activités de trading</i>	4 052	-	-	-	-	-	4 052	2 766
<b>TOTAL</b>	<b>684</b>	<b>(352)</b>	<b>(168)</b>	<b>(156)</b>	<b>(18)</b>	<b>(152)</b>	<b>(161)</b>	<b>(3 366)</b>

### 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 et GEMS (exprimés en TWh).

<i>En TWh</i>	2025	2026-2029	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2024	Total au 31 déc. 2023
Achats fermes	(309)	(658)	(1 188)	(2 155)	(2 150)
Ventes fermes	437	544	217	1 198	1 310

## NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

### 16.1 Informations sur les actions

	Nombre d'actions			Valeurs comptables <i>(en millions d'euros)</i>		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>(13 835 367)</b>	<b>2 421 449 644</b>	<b>2 435</b>	<b>23 916</b>	<b>(177)</b>
Dividende distribué en numéraire					(2 882)	
Offre Link 2024		11 017 316	11 017 316			175
Augmentation de capital Link 2024	2 259 865		2 259 865	2	25	
Réduction de capital Link 2024	(2 259 865)	2 259 865		(2)	(34)	36
Achat/vente d'actions propres		(13 410 300)	(13 410 300)			(213)
Attribution actions gratuites		4 524 797	4 524 797			57
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>(9 443 689)</b>	<b>2 425 841 322</b>	<b>2 435</b>	<b>21 025</b>	<b>(122)</b>

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2024 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «Link 2024». Au total, 13,3 millions d'actions ont été souscrites. Le 17 octobre 2024, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 11 millions d'actions aux salariés rachetées sur le marché pour 175 millions d'euros et, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 27,2 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 2,3 millions d'euros de capital et 25 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 36 millions d'euros par annulation de 2,3 millions d'actions en réduction du capital, 33,7 millions d'euros imputés en prime d'émission ;
- des livraisons d'actions propres à hauteur de 4,5 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 30 avril 2024. 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 2024, le Groupe détient 9,4 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 (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 34 000 millions d'euros au 31 décembre 2024, dont 21 025 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègrent une partie du versement du dividende en numéraire au titre de l'exercice 2023 pour un montant de 2 882 millions d'euros.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

### 16.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé en juin 2024 au remboursement de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 1 190 millions d'euros, se traduisant par :

- un rachat de 338 millions d'euros de titres super-subordonnés (PERP NC 06/2024, coupon 3,875%, code ISIN : FR0011942283) ;
- un rachat anticipé partiel de deux autres tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 852 millions d'euros, soit :
  - 545 millions d'euros (PERP NC 02/2025, coupon 3,25%, code ISIN : FR0013398229) sur un montant nominal initial de titres super-subordonnés verts de 1 000 millions d'euros,
  - 307 millions d'euros (PERP NC 07/2025, coupon 1,625%, code ISIN : FR0013431244) sur un montant nominal initial de 500 millions d'euros.

Dans le même temps, ENGIE SA a également procédé à une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée pour un montant total de 1 835 millions d'euros, se traduisant par :

- une émission de 800 millions d'euros portant coupon de 4,75% avec une option de remboursement à partir de mars 2030 (code ISIN : FR001400QOK5) ;
- une émission de 1 035 millions d'euros portant coupon de 5,125% avec une option de remboursement à partir de mars 2033 (code ISIN : FR001400QOL3).

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 2024, l'encours des titres super-subordonnés, en valeur nominale, s'élève à 4 038 millions d'euros, contre 3 393 millions d'euros au 31 décembre 2023.

En 2024, le Groupe a versé 80 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, soit 88 millions d'euros au titre des coupons, net de 8 millions d'euros reçus au titre d'indemnités de remboursement anticipé. Ces montants sont comptabilisés en

déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

### 16.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 25 535 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 24 537 millions d'euros au 31 décembre 2023), dont 21 025 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

### 16.2.3 Dividendes

L'Assemblée Générale du 30 avril 2024 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,43 euro par action au titre de l'exercice 2023. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,143 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2023, 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 6 mai 2024, pour un montant de 3 469 millions d'euros, le dividende de 1,43 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 34 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

#### Dividende proposé au titre de l'exercice 2024

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024 de verser un dividende unitaire de 1,48 euro par action soit un montant total de 3 604 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2024. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2024 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2024. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2024, cette majoration est évaluée à 44 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le jeudi 24 avril 2025, le dividende dont le coupon aura été détaché le vendredi 25 avril 2025, sera payé le mardi 29 avril 2025. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2024, les états financiers à fin 2024 étant présentés avant affectation.

### 16.2.4 Principales opérations impactant les capitaux propres en 2024

ENGIE a finalisé, le 20 février 2024, l'acquisition d'une participation additionnelle de 12% dans ENGIE Romania. Cette transaction s'est traduite par une augmentation de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 85 millions d'euros.

ENGIE North America a finalisé, en septembre 2024, avec le fonds Ares Management Infrastructure Opportunities (Ares), la cession d'un pourcentage minoritaire (pourcentage variable dans le capital, compte tenu de la structure d'actions préférentielles souscrites par Ares) dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 2,7 GW aux États-Unis. Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 830 millions d'euros.

## 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 2024 et au 31 décembre 2023, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Instruments de dette	(61)	(44)
Couverture d'investissement net <sup>(1)</sup>	(502)	(238)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) <sup>(1)</sup>	(149)	145
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) <sup>(1)</sup>	340	(3 998)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	6	786
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt <sup>(2)</sup>	167	334
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ECARTS DE CONVERSION</b>	<b>(200)</b>	<b>(3 015)</b>
Écarts de conversion	(1 557)	(1 693)
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES</b>	<b>(1 758)</b>	<b>(4 708)</b>

(1) Cf. Note 15 «Risques liés aux instruments financiers».

(2) Cf. Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

## 16.4 Gestion du capital

ENGIE 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). Par ailleurs, le Groupe a défini une guidance portant sur son profil financier sur le ratio «dette nette économique divisée par l'EBITDA» inférieur ou égal à quatre fois.

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

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

## NOTE 17 PROVISIONS

### Principes comptables

#### Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

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

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

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour remise en état de site et les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «Autres produits et autres charges financiers»).

#### Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, au démantèlement des sites de production nucléaires et des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (voir *Note 17.2*) ;
- 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 et 17.3*) ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

<i>En millions d'euros</i>	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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>5 208</b>	<b>23 887</b>	<b>1 384</b>	<b>2 114</b>	<b>32 593</b>
Dotations	230	318	40	811	1 399
Reprises pour utilisation	(328)	(364)	(67)	(570)	(1 330)
Reprises pour excédent	-	-	-	68	68
Variation de périmètre	-	-	42	45	87
Effet de la désactualisation	168	672	47	18	905
Écarts de change	(10)	-	9	(1)	(1)
Autres	(289)	18	114	58	(99)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>4 979</b>	<b>24 531</b>	<b>1 569</b>	<b>2 541</b>	<b>33 621</b>
Non courant	4 885	9 126	1 490	408	15 909
Courant <sup>(1)</sup>	95	15 405	79	2 133	17 712

(1) La classification en courant / non-courant traduit les effets des accords signés avec l'État belge le 13 décembre 2023. À ce titre, le Groupe règlera une grande partie de ce passif (11,5 milliards d'euros<sub>2022</sub>) lors de l'entrée en vigueur de cet accord, le solde (3,5 milliards d'euros) l'étant au moment du redémarrage des unités Tihange 3 et Doel 4 prévu au quatrième trimestre 2025.

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 2024 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global».

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2024</b>
Résultat des activités opérationnelles	(113)
Autres produits et charges financiers	(929)
<b>TOTAL</b>	<b>(1 042)</b>

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 Contexte légal actuel et évolutions attendues suite aux accords signés avec l'État en 2023

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.

Par ailleurs, cette loi organise l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Conformément à la loi, la CPN procède tous les trois ans à un audit de l'application faite des méthodes de calcul utilisées pour la constitution des provisions nucléaires et de leur adéquation. La prochaine revue triennale aura lieu au cours de l'exercice 2025.

Les accords signés avec l'État belge en 2023 prévoient :

- la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dans le cadre d'un partenariat à 50/50 entre l'État belge et le Groupe moyennant la mise en place d'un contrat pour différence protégeant ENGIE contre les risques de marché ; et
- le transfert à l'État belge, en contrepartie du paiement libératoire d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros<sub>2022</sub>, 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.

Le transfert de responsabilité financière sur la gestion des déchets nucléaires et du combustible utilisé conformes aux critères de transfert interviendra au *closing*, attendu en mars 2025 (voir Note 24 «*Evènements postérieurs à la clôture*») et ne pourrait être remis en cause qu'en cas d'absence de redémarrage des unités avant le 1<sup>er</sup> novembre 2027 qui serait due à une négligence grave d'ENGIE. Dans ce cas hautement improbable, l'État belge pourrait annuler l'accord sur le montant forfaitaire et revenir au régime actuel de responsabilité financière de l'opérateur nucléaire, et les montants déjà versés par le Groupe seraient séquestrés au bénéfice des provisions nucléaires qui auraient été transférées, jusqu'à la fin du programme de démantèlement y compris la gestion des déchets nucléaires et de l'aval du cycle du combustible.

Le Groupe réglera ce passif de 15 milliards d'euros<sub>2022</sub> (ce montant incluant la quote-part des partenaires d'Electrabel dans certaines centrales) via un paiement de 11,5 milliards d'euros<sub>2022</sub> pour les déchets de catégorie B et C (déchets hautement radioactifs, destinés au stockage géologique), au moment du *closing* puis le solde, soit 3,5 milliards d'euros<sub>2022</sub> lors du redémarrage des unités prolongées au second semestre 2025 pour les déchets de catégorie A (déchets faiblement radioactifs, destinés au stockage en surface). Ces montants font l'objet d'une indexation de 3% qui prend effet à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2023 et ce jusqu'à la date de paiement.

À l'issue de cet accord, le Groupe conservera essentiellement la responsabilité de l'entreposage sur site des déchets de combustible utilisé 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 CPN tous les trois ans.

### 17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible utilisé fera l'objet d'un conditionnement, avant son évacuation en stockage géologique à long terme.

Dans le cadre de la mise en place d'un paiement libératoire pour le transfert de la responsabilité financière de la gestion du stockage et de l'évacuation des déchets nucléaires et du combustible utilisé, prévu par l'accord, les risques associés à ce passif ont été considérablement réduits puisque l'accord prévoit que la responsabilité financière de toutes les opérations de gestion du combustible utilisé postérieurement à son transfert à l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) incombera à l'État, en contrepartie du paiement libératoire de 10,5 milliards d'euros<sub>2022</sub> pour les déchets de catégorie C.

Concernant la gestion des déchets, la responsabilité du Groupe sera essentiellement limitée à l'entreposage sur site des éléments combustibles jusqu'à la fin des opérations de démantèlement et au plus tard jusqu'en 2050, ainsi que de leur mise en conformité avec les critères contractuels de transfert des déchets à l'ONDRAF, dont le passif est estimé à 1,7 milliard d'euros<sub>2022</sub>, 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 combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte lors de la dernière révision triennale ;
- 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

Suite à la prise en charge, par l'État belge, de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires après leur transfert à l'ONDRAF, le Groupe ne sera plus exposé qu'à l'évolution des coûts futurs d'entreposage et de conditionnement et aux paramètres d'actualisation correspondants avant ce transfert (comme mentionné ci-dessus, passif estimé à 1,7 milliard d'euros<sub>2022</sub>).

- les coûts de construction des installations d'entreposage à sec et les coûts d'achat des containers des éléments combustibles sur nos sites pourraient être différents de ceux, provisionnés. Une modification de 10% de ces coûts encore à engager représenterait une variation de 60 millions d'euros des provisions ;
- une variation de 10% des coûts annuels d'exploitation des installations d'entreposage se traduirait par une variation de 30 millions d'euros de la provision ;
- une variation du taux d'actualisation de 25 bps se traduirait par une révision des provisions non transférées de 40 millions d'euros, à la hausse en cas de réduction du taux d'actualisation ou à la baisse en cas de hausse du taux.

À noter que le risque de dépassement des crédits volumétriques est estimé, à ce stade, très peu probable, les crédits volumétriques établis dans l'accord ayant incorporé les aléas volumétriques estimés dans le cadre de la réévaluation des provisions en 2022.

### 17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

#### Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, et est compris dans le périmètre des actifs faisant l'objet de tests de valeur. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation annuelle sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être 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 incombera désormais à l'État en contrepartie du paiement du montant forfaitaire libératoire décrit dans la Note 17.2.2 ci-avant. À ce titre, le Groupe transférera ce passif lorsque le *closing* de la transaction sera effectif (voir Note 24 «*Évènements postérieurs à la clôture*») pour un total de 1 milliard d'euros<sub>2022</sub>, pour les déchets de catégorie B et, lors du redémarrage des unités prolongées fin 2025 pour un total de 3,5 milliards d'euros<sub>2022</sub>, pour les déchets de catégorie A.

Le Groupe ne demeure par ailleurs responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement (en sus de la responsabilité du conditionnement des déchets de catégorie A et B provenant de ces opérations tel que décrit dans la Note 17.2.2). Le passif restant à charge du Groupe pour la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement est estimé à 6,7 milliards d'euros<sub>2022</sub>, tel que repris dans la loi de mise en œuvre de l'accord. Au 31 décembre 2024, 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 ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- le taux d'actualisation retenu par la CPN est de 2,5% (y compris inflation de 2,0%).

La prolongation de 10 ans des unités Doel 4 et Tihange 3 prévue dans l'accord désoptimise les activités de démantèlement en série des différentes unités. L'accord prévoit de faire supporter à l'État belge l'augmentation des coûts de démantèlement relative aux dyssynergies générées par la modification du scénario initial qui prévoyait un démantèlement des unités en série et non de manière différée pour deux d'entre elles. Ainsi, le Groupe a comptabilisé, en contrepartie d'une créance vis-à-vis de l'État belge, un complément de provision pour démantèlement à hauteur de 0,2 milliard d'euros, ce montant ayant été confirmé par la CPN (Commission des Provisions Nucléaires) dans son avis du 24 juin 2024. Ce montant sera réglé au moment du *closing* de l'accord avec l'État belge.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Certaines recommandations émises par l'ONDRAF dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en 2022 n'ayant pas encore pu être quantifiées feront l'objet d'une instruction spécifique sous le contrôle de la CPN dans le cadre de la révision triennale en 2025.

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 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

Compte tenu de l'accord, le Groupe ne sera plus responsable que de la mise à l'arrêt définitif et du démantèlement y compris conditionnement des déchets nucléaires provenant de ces opérations conformément aux critères contractuels de transfert (comme indiqué ci-dessus, passif estimé à 6,7 milliards d'euros<sub>2022</sub>) :

- 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 25 bps 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.

### 17.2.4 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, sera remboursé d'ici le 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 2024, Synatom a investi près de 2,5 milliards d'euros dans de tels actifs.

La valeur des actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires s'élève au 31 décembre 2024 à 12 871 millions d'euros et leur rendement s'est établi à 4,8% sur l'exercice. L'année 2024 a été marquée par la réorganisation du portefeuille, avec une scission entre :

- les actifs liés aux provisions pour le traitement des déchets nucléaires : ces actifs seront transférés à Hedera, une institution publique créée par l'État belge, lors du *closing* des accords signés avec l'État belge. L'objectif fixé à Synatom jusque-là est de préserver la valeur des actifs sous-jacents grâce à des investissements en instruments monétaires, assurant un rendement au moins équivalent à l'indexation des montants forfaitaires fixée à 3% ;
- les actifs liés aux provisions résiduelles pour le démantèlement et l'entreposage sur site : l'objectif est de garantir un rendement suffisant, avec un niveau de risque acceptable, pour couvrir les coûts de démantèlement et d'entreposage du combustible usé. Ce portefeuille respecte les contraintes de diversification, de minimisation des risques et de disponibilité définies par la loi du 12 juillet 2022.

Cette réorganisation a conduit à la liquidation d'une part importante des fonds et à la réallocation entre les différents véhicules d'investissement de Synatom afin de pouvoir assurer une liquidité suffisante pour régler les montants forfaitaires libératoires vis-à-vis de l'État belge.

### 17.2.4.1 Valorisation des actifs financiers sur l'exercice 2024

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. 2024	31 déc. 2023
<b>Prêt à des personnes morales externes au Groupe</b>	-	3
<b>Trésorerie en attente de placement et OPCVM monétaires</b>	9 624	3 777
<b>Total des prêts et créances au coût amorti</b>	9 624	3 780
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	640	1 640
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	25
<b>Instruments de capitaux propres à la juste valeur</b>	640	1 665
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 438	1 873
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 195	2 663
<b>Instruments de dette à la juste valeur</b>	2 632	4 536
<b>Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur</b>	3 273	6 201
<b>Instruments financiers dérivés</b>	(25)	3
<b>TOTAL <sup>(1)</sup></b>	12 871	9 984

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 301 millions d'euros au 31 décembre 2024, contre 307 millions d'euros au 31 décembre 2023.

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»).

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. 2024	31 déc. 2023
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	81	88
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	(19)	(101)
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	83	122
<b>TOTAL</b>	145	108

Le résultat de l'exercice généré par ces actifs dédiés s'élève à +324 millions d'euros en 2024 (-184 millions d'euros en 2023).

En millions d'euros	Effets sur le résultat du rendement des actifs financiers dédiés	
	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Résultat de cession	(61)	(312)
Rémunération des actifs	329	71
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(212)	(108)
Variation de juste valeur des actifs dédiés par résultat	268	167
<b>TOTAL</b>	324	(184)

## 17.3 Démantèlements des installations non nucléaires et remise en état de sites

### 17.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment des centrales classiques, des canalisations de transport, des conduites de distribution, des sites de stockage ou encore des terminaux méthaniers, doivent être démantelées ou a minima mises en sécurité. Ces obligations peuvent résulter de réglementations environnementales en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe. L'enjeu le plus important pour le Groupe concerne les infrastructures gazières en France.

Les orientations politiques et sociétales de la France en matière de transition énergétique visent à atteindre la neutralité carbone à horizon 2050, en réduisant les émissions de gaz à effet de serre et en favorisant les énergies renouvelables ou dites vertes, notamment le biométhane et l'hydrogène. Les différents scénarios qui permettent d'atteindre cette neutralité carbone, notamment le Scénario National Bas Carbone en France, les scénarios ADEME, ou «l'étude prospective Futurs énergétiques» de RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité, conduisent tous à une baisse significative des quantités de gaz consommées, tout en maintenant un nombre élevé de connexions gaz pour la gestion de la pointe électrique. Le Groupe analyse de près cette perspective, notamment dans le cadre de la définition de sa stratégie ainsi que pour l'appréciation de la durée d'utilisation des actifs et l'évaluation des provisions pour leur démantèlement éventuel.

La future Stratégie Française sur l'Énergie et le Climat (SFEC) constituera la feuille de route actualisée de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la France aux impacts du changement climatique. La SFEC sera constituée de la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC 3e édition), le Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC 3e édition) et la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2024-2033), qui doivent être adoptés dans le courant 2025 (voir *Note 13.4.2*).

En conformité avec l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, le scénario de long terme retenu par le Groupe, et qui préside à la mise en œuvre de sa stratégie, est un scénario qui combine électrification raisonnable, soit un peu moins de 50% de la demande finale en 2050, et développement d'une palette diversifiée de gaz verts (biométhane, e-CH4 synthétisé, gaz naturel avec Carbon-Capture and Storage, hydrogène pur). Le scénario du Groupe est proche de ceux de l'International Energy Agency avec son modèle APS (*Announced Pledges Scenario*) ou de l'ADEME («technologie verte»).

Du fait de l'importance des gaz verts dans le mix énergétique français envisagé à l'horizon 2050 et au-delà, les infrastructures gazières resteront très largement nécessaires et seront indispensables pour fournir de la flexibilité au système énergétique. L'adaptation et la reconversion de ces infrastructures aux gaz verts permettent d'envisager leur utilisation à un horizon très lointain, ce qui conduit à une valeur actuelle quasi nulle des provisions pour leur démantèlement, hors cas spécifiques des terminaux méthaniers et des sites de stockage en exploitation réduite et non régulés essentiellement en France et en Allemagne, pour lesquels les provisions constituées pour leur démantèlement s'élèvent à 353 millions d'euros au 31 décembre 2024 contre 326 millions d'euros au 31 décembre 2023.

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 l'horizon 2050. Cette appréciation s'accompagnera 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 significativement 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 2024, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 239 millions d'euros contre 280 millions d'euros au 31 décembre 2023.

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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> septembre 2023.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2024, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,78 milliards d'euros.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 18 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<sup>er</sup> juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1<sup>er</sup> mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle «retraite» relative à ces régimes s'élève à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2024. La durée moyenne de ces régimes est de 10 ans.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1<sup>er</sup> juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 2024, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 44 millions d'euros en 2024 et 42 millions d'euros en 2023.

### 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<sup>er</sup> 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 2,75 milliards d'euros au 31 décembre 2024. La durée de l'engagement est de 18 ans.

### 18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

### 18.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

## 18.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

### 18.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

## 18.3 Plans à prestations définies

### 18.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de la situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour les régimes de retraite, avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, actifs de régime, et droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Provisions</b>	<b>Actifs de régime</b>	<b>Droits à remboursements</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>(5 208)</b>	<b>289</b>	<b>244</b>
Différence de change	32	1	-
Variations de périmètre et autres	(1)	2	14
Pertes et gains actuariels	281	125	(1)
Charge de l'exercice	(391)	(37)	8
Cotisations/prestations payées	309	7	(6)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>(4 979)</b>	<b>386</b>	<b>260</b>

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 428 millions d'euros en 2024 (492 millions d'euros en 2023). 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 99% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2024 (contre 97% au 31 décembre 2023).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 576 millions d'euros au 31 décembre 2024 (contre 1 979 millions d'euros au 31 décembre 2023).

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 406 millions d'euros en 2024 (contre une perte actuarielle de 601 millions d'euros en 2023).

### 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. 2024				31 déc. 2023				
	Retraites <sup>(1)</sup>	Autres avantages postérieurs à l'emploi <sup>(2)</sup>	Avantages à long terme <sup>(3)</sup>	Total	Retraites <sup>(1)</sup>	Autres avantages postérieurs à l'emploi <sup>(2)</sup>	Avantages à long terme <sup>(3)</sup>	Total	
<b>A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE</b>									
<b>Dettes actuarielles début de période</b>	<b>(5 966)</b>	<b>(3 529)</b>	<b>(433)</b>	<b>(9 928)</b>	<b>(5 565)</b>	<b>(3 308)</b>	<b>(395)</b>	<b>(9 268)</b>	
Coût des services rendus de la période	(174)	(57)	(38)	(269)	(168)	(48)	(33)	(248)	
Charge d'intérêts sur la dette	(228)	(124)	(14)	(367)	(245)	(123)	(16)	(384)	
Cotisations versées	(8)	-	-	(8)	(9)	-	-	(9)	
Modification de régime	2	-	-	2	(82)	27	(1)	(56)	
Variations de périmètre	1	-	-	1	-	-	-	-	
Réductions / cessations de régimes	-	-	-	-	8	5	1	14	
Pertes et gains actuariels financiers	(62)	2	(4)	(64)	(163)	(233)	(33)	(430)	
Pertes et gains actuariels démographiques	8	245	7	261	(110)	25	-	(85)	
Prestations payées	358	133	46	537	378	127	43	549	
Autres (dont écarts de conversion)	47	-	1	47	(11)	-	(1)	(11)	
<b>Dettes actuarielles fin de période</b>	<b>A</b>	<b>(6 022)</b>	<b>(3 332)</b>	<b>(435)</b>	<b>(9 788)</b>	<b>(5 966)</b>	<b>(3 529)</b>	<b>(433)</b>	<b>(9 928)</b>
<b>B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE</b>									
<b>Juste valeur des actifs de couverture en début de période</b>	<b>5 067</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 067</b>	<b>5 181</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 181</b>	
Produit d'intérêts des actifs de couverture	202	-	-	202	214	-	-	214	
Pertes et gains actuariels financiers	213	-	-	213	(119)	-	-	(119)	
Cotisations perçues	80	-	-	80	91	-	-	91	
Prestations payées	(293)	-	-	(293)	(308)	-	-	(308)	
Autres (dont écarts de conversion)	(2)	-	-	(2)	9	-	-	9	
<b>Juste valeur des actifs de couverture en fin de période</b>	<b>B</b>	<b>5 267</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 267</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 067</b>	
<b>C - COUVERTURE FINANCIÈRE</b>	<b>A+B</b>	<b>(754)</b>	<b>(3 332)</b>	<b>(435)</b>	<b>(4 521)</b>	<b>(899)</b>	<b>(3 529)</b>	<b>(433)</b>	<b>(4 861)</b>
Plafonnement d'actifs	(71)	-	-	(71)	(58)	-	-	(58)	
<b>ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES</b>		<b>(827)</b>	<b>(3 332)</b>	<b>(435)</b>	<b>(4 593)</b>	<b>(957)</b>	<b>(3 529)</b>	<b>(433)</b>	<b>(4 918)</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>		<b>(1 214)</b>	<b>(3 330)</b>	<b>(435)</b>	<b>(4 979)</b>	<b>(1 246)</b>	<b>(3 529)</b>	<b>(433)</b>	<b>(5 208)</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>386</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>386</b>	<b>289</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>289</b>

(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 2024 et 2023 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Coûts des services rendus de la période	269	248
Pertes et gains actuariels <sup>(1)</sup>	(4)	32
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes <sup>(2)</sup>	(2)	42
<b>Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>263</b>	<b>322</b>
Charge d'intérêts nette	165	170
<b>Total comptabilisé en résultat financier</b>	<b>165</b>	<b>170</b>
<b>TOTAL</b>	<b>428</b>	<b>492</b>

(1) Sur avantages à long terme.

(2) Y compris l'impact de la réforme des retraites en 2023 impactant le régime IEG pour 56 millions d'euros.

### 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
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)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2024</b>	<b>(9 788)</b>	<b>5 267</b>	<b>(71)</b>	<b>(4 593)</b>
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 063)	3 382	(56)	(737)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 365)	1 686	(2)	319
Plans non financés	(4 501)	-	-	(4 501)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2023</b>	<b>(9 929)</b>	<b>5 068</b>	<b>(58)</b>	<b>(4 919)</b>

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

<i>En %</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Actions	27	26
Obligations souveraines	23	26
Obligations privées	34	33
Actifs monétaires	3	4
Actifs immobiliers	2	3
Autres actifs	11	8
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2024.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4,23% en 2024.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2024 s'est élevé à environ 5,3% 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 :

<i>En %</i>	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	48	37	1	12	2	100
Obligations souveraines	77	1	18	-	3	100
Obligations privées	65	27	1	5	3	100
Actifs monétaires	61	3	-	10	26	100
Actifs immobiliers	95	3	-	1	1	100
Autres actifs	35	1	-	-	64	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	
		2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Taux d'actualisation	Zone euro	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
	Zone UK	5,1%	5,2%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
	Zone UK	3,5%	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 13%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

### 18.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2025 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2025, des cotisations de l'ordre de 194 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 129 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 2024, le Groupe a comptabilisé une charge de 88 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe dont 9 millions d'euros concernant les régimes multi-employeurs aux Pays-Bas (contre 92 millions d'euros en 2023 dont 8 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. 2024	31 déc. 2023
Offres réservées aux salariés <sup>(1)</sup>	(51)	1
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance <sup>(2)</sup>	(45)	(46)
<b>TOTAL</b>	<b>(96)</b>	<b>(45)</b>

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

(2) A la suite à la revue des conditions de performance et de présence des plans dont la fin de la période d'acquisition était en 2024, une charge complémentaire de 3,5 millions d'euros a été comptabilisée en 2024. Aucun ajustement au titre de ces conditions n'avait été comptabilisé pour les plans livrés en 2023.

### 19.1 Link 2024

#### 19.1.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2024, les salariés et les anciens salariés du Groupe éligibles ont pu participer à une offre réservée au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommée «Link 2024». L'offre a été mise œuvre principalement sous la forme d'une cession d'actions propres. Le Groupe a proposé aux salariés d'acquérir ces actions au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule avec décote et abondement permettant aux salariés d'acquérir des actions directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- Share Appreciation Rights (SAR) : programme à effet de levier permettant, par l'acquisition d'un titre de bénéficiaire d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé en trésorerie au salarié et ce, à l'expiration d'une période de cinq ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des warrants.

Par ailleurs, le plan Link Classique a été assorti d'un abondement de 200% jusqu'à 250 euros investis, soit 500 euros maximum.

### 19.1.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2024 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur le marché Euronext Paris 26 août au 20 septembre 2024 inclus. Le prix de référence, fixé à 15,86 euros, est diminué de 20% pour les formules Classique et Multiple soit 12,69 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription.

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Link Multiple	Abondement Link Classique France	Total
Montant souscrit (millions d'euros)	55	100	-	155
Nombre d'actions souscrites (millions d'actions)	4,3	7,8	1,1	13,3
Décote (€/action)	3,2	3,2	15,9	
<b>Coût pour le Groupe (millions d'euros)</b>	<b>14</b>	<b>25</b>	<b>12</b>	<b>50</b>

Le montant total de la souscription à l'offre Link 2024 s'élève à un montant total de 155 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 128 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 27 millions d'euros.

Il en résulte une charge totale de 50 millions d'euros sur l'exercice 2024 au titre des 12,2 millions d'actions souscrites et 1,1 million d'actions offertes en abondement (pour lesquelles une charge de 4 millions d'euros reste encore à reconnaître sur la période résiduelle du plan).

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié en contrepartie d'une charge.

## 19.2 Actions de performance

### 19.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2024

#### Plan d'actions de performance ENGIE du 30 avril 2024

Le Conseil d'Administration du 30 avril 2024 a approuvé l'attribution de 5,7 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 29 avril 2027 inclus. Au 30 avril 2027, 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).

#### Plan d'actions gratuites du 30 septembre 2024

Dans le cadre de l'offre réservée aux salariés Link 2024, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), soit un total de 359 469 actions gratuites attribuées (voir Note 19.1.1 «Description des formules proposées par ENGIE»).

### 19.2.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2024.

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
30 avril 2024	30 avril 2024	29 avril 2027	16,3	1,20	oui	11,37
30 septembre 2024	07 novembre 2029	07 novembre 2029	15,9	1,12	non	10,69

### 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 2024 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2023. 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 34,13% des droits de vote théoriques (ou 34,23% des droits de vote exerçables) contre 33,80% à fin décembre 2023.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE («Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises») a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente («TRV») de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat («LEC») promulguée le 8 novembre 2019. Les TRV gaz ont pris fin au 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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 déménagement 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 2024, inchangé par rapport à l'exercice précédent.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Avantages à court terme	27	23
Paielements fondés sur des actions	6	4
<b>TOTAL</b>	<b>33</b>	<b>27</b>

## 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

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 31 déc. 2024	Variation du BFR au 31 déc. 2023
Stocks	1 140	3 003
Créances commerciales et autres débiteurs	4 266	12 507
Fournisseurs et autres créanciers	(2 564)	(13 554)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(601)	(325)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(1 198)	(1 113)
Autres	(1 270)	(120)
<b>TOTAL</b>	<b>(227)</b>	<b>397</b>

## 22.2 Stocks

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024	31 déc. 2023
Stocks de gaz naturel, nets	2 139	2 218
Stocks d'uranium <sup>(1)</sup>	301	307
Quotas de CO <sub>2</sub> , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 546	1 535
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 074	1 283
<b>TOTAL</b>	<b>5 061</b>	<b>5 343</b>

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de 13 millions d'euros au 31 décembre 2024.

## 22.3 Autres actifs et autres passifs

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2024				31 déc. 2023			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	908	12 395	(2 591)	(16 565)	990	13 424	(3 614)	(18 118)
Créances/dettes fiscales	-	7 906	-	(8 711)	-	9 436	-	(10 415)
Créances/dettes sociales	646	20	(3)	(2 638)	531	16	(2)	(2 503)
Dividendes à payer/à recevoir	-	170	-	(190)	-	127	-	(20)
Autres	262	4 299	(2 588)	(5 026)	459	3 845	(3 613)	(5 178)

Les autres actifs comprennent notamment une créance de 637 millions d'euros au 31 décembre 2024 vis-à-vis d'EDF au titre des provisions nucléaires (654 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les autres passifs comprennent 1 975 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partners* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (2 140 millions d'euros au 31 décembre 2023).

## NOTE 23 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

### 23.1 Infrastructures

#### 23.1.1 Brésil - Contestation d'un amortissement de survaleur et de charges financières

L'administration fiscale brésilienne conteste la déduction par Transportadora Associada de Gas («TAG») d'un amortissement d'une survaleur et de charges financières en 2019 suite à la fusion de la société d'acquisition de TAG et cette dernière.

Le redressement s'élève à environ 767 millions de reals brésiliens (499 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) et 2 448 millions de reals brésiliens (1 591 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) respectivement pour les exercices 2019 et 2020. La société conteste ces redressements au niveau administratif.

### 23.2 Energy Solutions

#### 23.2.1 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 audiences devraient débiter au printemps 2025.

#### 23.2.2 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.

## 23.3 FlexGen

### 23.3.1 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.

### 23.3.2 Italie – taxe exceptionnelle sur le secteur énergétique

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. ENGIE continue de défendre ses intérêts notamment sur la compatibilité de la taxe avec le droit européen et demande un renvoi à la CJUE.

### 23.3.3 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. La procédure est en cours.

### 23.3.4 Brésil – Contestation 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 874 millions de reais brésiliens, dont 259 millions en principal.

La société conteste ces rectifications et a introduit des recours administratifs. Les recours administratifs relatifs aux 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 en degré d'appel, après une décision défavorable en première instance. Le recours administratif relatif à l'exercice 2018 est en cours d'examen.

En 2023, 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 et 2020) que d'impôts sur les sociétés (exercice 2018). Le montant en jeu total s'élève 604 millions de reals dont 261 millions en principal. 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 précédant la cession. La société conteste ces enrôlements et a introduit des recours administratifs, qui sont actuellement à l'examen.

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.

### 23.3.5 Pérou – Antamina

En 2012, à la suite d'un appel d'offres portant sur l'achat annuel de 170 MW couvrant la période 2015-2032, ENGIE Energía Perú S.A. a conclu un contrat d'achat long terme de gaz avec la société minière péruvienne Antamina (le «Contrat»).

En 2021, Antamina a toutefois procédé à un nouvel appel d'offres portant sur un volume annuel identique et a conclu trois contrats d'achat avec trois nouveaux fournisseurs pour une durée qui s'étalait de janvier 2022 à juin 2024. Ceci remit en cause l'exclusivité dont ENGIE Energía Perú S.A. estimait bénéficier jusqu'en 2032 en vertu du Contrat. À la suite de la conclusion de ces nouveaux contrats, Antamina a réparti son approvisionnement entre ENGIE et les trois nouveaux fournisseurs. Antamina a refusé, à partir de janvier 2022, de prendre livraison de la quantité de gaz qui devait lui être fournie exclusivement par ENGIE en vertu du Contrat et d'honorer les factures correspondantes (environ 50% des besoins mensuels d'Antamina).

Le 26 avril 2022, ENGIE Energía Perú S.A. a assigné Antamina en arbitrage pour faire reconnaître le caractère exclusif du Contrat et l'obligation pour Antamina de ne s'approvisionner qu'auprès d'ENGIE à concurrence des 170 MW de gaz visés au Contrat, pour la période allant de janvier 2015 à décembre 2032. La procédure vise également le paiement des factures impayées depuis janvier 2022. La procédure d'arbitrage est régie par les règles du Centre d'arbitrage de la Chambre de Commerce de Lima. Le 4 janvier 2023, ENGIE Energía Perú S.A. a déposé son mémoire.

Le 20 mai 2024, le tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à ENGIE Energía Perú S.A. en décidant qu'ENGIE Energía Perú S.A. disposait d'une exclusivité pour la fourniture de 170MW sur une base annuelle à Antamina, et qu'Antamina avait violé ses obligations contractuelles en concluant des contrats d'approvisionnement avec des fournisseurs tiers pour les 170 MW qu'elle avait contracté avec ENGIE Energía Perú S.A. Le tribunal arbitral a rejeté le recours en annulation formulé par Antamina mettant fin à la procédure. Antamina s'est acquitté du règlement du montant décidé par le tribunal arbitral. Le dossier est désormais clos.

### 23.3.6 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. La procédure est en cours.

### 23.3.7 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 pour un total de 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.

(intérêts et amendes inclus). La phase administrative étant terminée, ENAU contestera la décision devant les juridictions locales au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2025.

## 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.

Le recours devant le Conseil d'État à l'encontre des décisions administratives ayant permis l'extension de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2, est, par ailleurs, toujours pendant. L'auditeur a remis son rapport le 21 janvier 2025 concluant à l'irrecevabilité du recours.

### 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<sup>er</sup> 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 de la première affaire.

Un recours en annulation a été introduit devant la Cour Constitutionnelle en juin 2023. Après avoir joint les demandes d'annulation de différentes parties, elle a rendu un arrêt le 20 juin 2024 en posant 15 questions préjudicielles à la Cour de Justice de l'Union Européenne. Outre les recours précités, une demande de restitution a été introduite pour la taxe 2022 ainsi qu'un recours en annulation de celle-ci devant le Tribunal de première instance.

#### 23.4.4 Procédure d'arbitrage en application de la convention Tihange 1 et Doel 1 et 2 suite à l'adoption de la loi du 16 décembre 2022 introduisant un plafond sur les recettes issues du marché des producteurs d'électricité

Electrabel a engagé le 17 octobre 2023 une procédure d'arbitrage contre l'État belge pour violation des conventions signées pour la prolongation de Tihange 1 le 12 mars 2014 et de Doel 1 et Doel 2 le 30 novembre 2015 qui excluaient en raison des redevances payées toutes autres charges en faveur de l'État (à l'exception des impôts d'application générale) qui seraient liées à la propriété ou à l'exploitation de Tihange 1 ou de Doel 1 et Doel 2, aux revenus, production ou capacité de production de ces centrales ou à l'utilisation par celles-ci de combustible nucléaire. Electrabel réclame, en application des conventions, à titre d'indemnité, le remboursement de la taxe payée au titre de 2022 et le montant du prélèvement au titre de 2023 sur ces centrales.

### 23.5 Autres

#### 23.5.1 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. Aucune décision n'a été rendue en 2024.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, l'ensemble des procédures auxquelles ENGIE était partie est achevé, ce qui permet de circonscrire les conséquences financières de la cession Dailly de 2005 précitée.

#### 23.5.2 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). La procédure est pendante.

Dans le cadre de la procédure principale, le 6 octobre 2020, le UOKiK a prononcé une amende de 55,5 millions de zlotys polonais (approximativement 12,3 millions d'euros) à l'encontre de EEMHS. Le UOKiK a également ordonné de mettre fin aux accords de financement du projet Nord Stream 2. Le 5 novembre 2020, EEMHS a fait appel de cette décision devant

la Cour de Protection de la Concurrence («Cour»). La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK. Le 21 novembre 2022, la Cour a annulé dans son intégralité la décision du UOKiK. Le UOKiK a interjeté appel de cette décision. 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.

### 23.5.3 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 a conclu que la législation néerlandaise était compatible avec les Traités et la jurisprudence européenne. L'affaire a été renvoyée devant la Cour de Cassation néerlandaise qui devrait rendre un arrêt courant 2025.

## 23.6 GEMS

### 23.6.1 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.

## NOTE 24 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

### 24.1 Changement de l'organisation du Groupe à compter du 1<sup>er</sup> février 2025

Le Groupe a fait évoluer, en 2025, le périmètre de ses *Global Business Units* (GBUs) :

- la GBU *Renewable & Flex Power* regroupe les énergies renouvelables, les actifs de stockage d'électricité (notamment les batteries) et les actifs thermiques ;
- la GBU *Networks* continue à croître dans les réseaux électriques et à adapter les infrastructures gazières aux molécules décarbonées, tout en favorisant leur développement (biométhane, hydrogène et e-molécules) ;
- la GBU *Local Energy Infrastructures* développe et exploite des systèmes énergétiques décentralisés, tout en renforçant sa sélectivité et sa concentration géographique ;
- la GBU *Supply & Energy Management* regroupe les activités de gestion de l'énergie auparavant abritées par l'entité opérationnelle GEMS ainsi que les activités de fourniture d'énergie BtoB et BtoC (*Retail*).

L'entité opérationnelle Nucléaire reste dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises.

Ce changement d'organisation du Groupe, qui est effective au 1<sup>er</sup> février 2025, emporte des conséquences sur l'identification des secteurs opérationnels et reportables tels que définis dans la norme IFRS 8, dès l'exercice comptable 2025, sans incidence sur leur présentation au 31 décembre 2024.

### 24.2 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 21 février 2025, la Commission européenne a approuvé, en vertu des règles de l'UE en matière d'aides d'État, l'accord entre ENGIE et le gouvernement belge, annoncé le 13 décembre 2023, concernant la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 ainsi que les obligations relatives aux déchets nucléaires. En conséquence, ENGIE et le gouvernement belge concluent actuellement diverses étapes procédurales en vue de finaliser la transaction au plus tard le 14 mars 2025.

### 24.3 Cession d'actifs thermiques et de dessalement d'eau de mer au Koweït et à Bahreïn

Le 18 février 2025, ENGIE a signé un accord de vente avec ACWA Power pour la cession de ses actifs au Koweït et au Bahreïn pour un montant total de 0,7 milliard de dollars. La transaction porte sur des capacités de production d'électricité à partir de gaz de 4,61 GW et des installations de dessalement d'eau de mer de 1,11 million de mètres cubes par jour (m3/jour), ainsi que sur les sociétés d'exploitation et de maintenance correspondantes au Koweït et à Bahreïn. La finalisation de la transaction reste soumise aux approbations réglementaires applicables.

## 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	
<b>Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité</b>	<b>5,6</b>	<b>7,8</b>	<b>13,4</b>	<b>6,7</b>	<b>10,8</b>	<b>17,6</b>	<b>31,0</b>
- ENGIE SA	2,9	-	2,9	3,8	-	3,8	6,7
- Entités contrôlées	2,8	7,8	10,5	2,9	10,8	13,8	24,3
<b>Certification des informations en matière de durabilité</b>	<b>0,5</b>	<b>-</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>-</b>	<b>0,5</b>	<b>1,0</b>
- ENGIE SA	0,5	-	0,5	0,5	-	0,5	1,0
- Entités contrôlées	-	-	-	-	-	-	-
<b>Missions et prestations autres que la certification des comptes et des informations en matière de durabilité</b>	<b>0,4</b>	<b>0,3</b>	<b>0,7</b>	<b>1,6</b>	<b>3,1</b>	<b>4,7</b>	<b>5,5</b>
- ENGIE SA	0,3	-	0,3	1,2	-	1,2	1,5
<i>dont missions requises par des textes légaux et réglementaires</i>	-	-	-	0,5	-	0,5	0,5
<i>dont autres missions d'audit</i>	0,3	-	0,3	0,7	-	0,7	1,0
<i>dont prestations de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>dont prestations de due diligence</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>dont prestations fiscales</i>	-	-	-	-	-	-	-
- Entités contrôlées	0,1	0,3	0,4	0,5	3,1	3,5	4,0
<i>dont missions requises par des textes légaux et réglementaires</i>	-	0,1	0,1	0,3	0,2	0,5	0,6
<i>dont autres missions d'audit</i>	0,1	0,1	0,2	0,1	0,4	0,5	0,7
<i>dont prestations de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>dont prestations de due diligence</i>	-	-	-	-	2,2	2,2	2,2
<i>dont prestations fiscales</i>	-	0,1	0,1	-	0,3	0,3	0,4
<b>TOTAL</b>	<b>6,5</b>	<b>8,1</b>	<b>14,6</b>	<b>8,9</b>	<b>13,9</b>	<b>22,8</b>	<b>37,5</b>

## 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 : 1 place Samuel de Champlain**  
**92400 Courbevoie – France**  
**Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00**

**SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE**  
**TVA FR 13 542 107 651**  
**[engie.com](http://engie.com)**

