



RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2026

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT	19
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	20
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	21
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	23
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	25

03 NOTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES	28
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE	32
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	36
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE	41
Note 5	VENTES.....	47
Note 6	RÉSULTAT FINANCIER	49
Note 7	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	50
Note 8	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	55
Note 9	PROVISIONS	58
Note 10	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	60
Note 11	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	61
Note 12	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	64

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

Résultats d'ENGIE au 30 juin 2026

Une performance financière soutenue, portée par une solide exécution opérationnelle
Première contribution de UK Power Networks
Guidance 2026 revue à la hausse

Faits marquants

- Activité Renewables & BESS solide avec 59,5 GW de capacités installées à fin juin 2026 et près de 6,4 GW en cours de construction
- Activité commerciale soutenue avec la signature de 2,4 GW de PPA, soit le double du 1^{er} semestre de l'an passé
- Expansion dans les réseaux électriques avec le gain d'un appel d'offres au Pérou pour plus de 400 km de lignes de transport d'électricité
- Contribution de UK Power Networks depuis mai 2026

Performance financière

- EBIT hors nucléaire à 5,3 Mds€, en hausse organique de 1,2 % porté par les investissements et malgré une base de comparaison élevée
- Forte contribution de 304 M€ du plan de performance
- Bon niveau de cash avec un *CFFO*¹ de 6,9 Mds€
- Dette nette économique en hausse de 15,1 Mds€ et ratio dette nette économique / EBITDA de 4,2x prenant en compte seulement 2 mois de consolidation de UK Power Networks
- Relèvement de la *Guidance 2026* avec un *RNRpg*² désormais attendu entre 4,9 et 5,5 Mds€

Chiffres clés au 30 juin 2026

En milliards d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025	Δ 2026/25 brute	Δ 2026/25 organique
Chiffre d'affaires	36,7	38,1	- 3,6 %	- 2,9 %
EBITDA (hors Nucléaire)	7,7	7,4	+ 3,8 %	+ 1,6 %
EBITDA	7,9	8,3	- 4,9 %	- 6,9 %
EBIT (hors Nucléaire)	5,3	5,1	+ 3,3 %	+ 1,2 %
Résultat net récurrent part du Groupe	3,0	3,1	- 3,3 %	- 3,9 %
Résultat net part du Groupe	3,3	2,9	+ 13,7 %	
Capex ³	22,9	3,5	N/A	
Cash Flow From Operations	6,9	8,4	- 17,7 %	
Dette financière nette	54,9	+ 16,0 Mds€ versus 31 décembre 2025		
Dette nette économique	60,3	+ 15,1 Mds€ versus 31 décembre 2025		
Dette nette économique / EBITDA	4,2	+ 1,1x versus 31 décembre 2025		

Catherine MacGregor, Directrice générale, a déclaré : « *ENGIE a réalisé un premier semestre très solide, démontrant une nouvelle fois sa capacité à créer de la valeur dans différentes conditions de marché. Nous avons poursuivi la mise en œuvre de notre stratégie de croissance, portée par nos activités renouvelables et de flexibilité ainsi que les infrastructures électriques.*

L'attention croissante portée à la souveraineté énergétique, à la compétitivité et à la décarbonation renforce le rôle central de l'électrification dans la transformation des systèmes énergétiques. Alors que les pouvoirs publics,

N.B. Les notes de bas de pages se trouvent à la page 14

les entreprises et les consommateurs accélèrent cette transition, les besoins en électricité bas carbone résiliente, en réseaux et en solutions de flexibilité continuent de croître. ENGIE joue un rôle essentiel pour accompagner cette transition à un coût abordable et bénéficie d'un positionnement unique pour saisir les opportunités qu'elle génère, grâce à son portefeuille équilibré d'activités de production, d'infrastructures et de supply.

Forts de ces résultats et confiants dans nos perspectives pour le second semestre, nous relevons notre guidance 2026 de résultat net récurrent part du Groupe.»

Guidance 2026 revue à la hausse

Compte tenu des solides performances financières enregistrées au premier semestre 2026, le Groupe revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour 2026 à un niveau désormais compris entre 4,9 et 5,5 milliards d'euros (contre une fourchette de 4,6 à 5,2 milliards d'euros annoncée précédemment). L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 9,2 à 10,2 milliards d'euros (contre 8,7 à 9,7 milliards d'euros auparavant).

Les hypothèses et indications principales sont détaillées en annexe 3.

Poursuite du déploiement du plan stratégique

Renewables & BESS

La capacité totale renouvelables et de stockage d'ENGIE s'élève à 59,5 GW à fin juin 2026, en hausse de 2,4 GW par rapport à fin 2025. Au 30 juin 2026, les projets en cours de construction par ENGIE représentent une capacité totale de 6,4 GW. Le Groupe a par ailleurs signé 2,4 GW de contrats d'achat d'électricité (*PPA, Power Purchase Agreement*), soit le double du premier semestre 2025. Le Groupe dispose désormais d'un pipeline de projets qui atteint 122 GW à fin juin 2026.

Dans l'éolien en mer, Ocean Winds, coentreprise détenue à 50 % par ENGIE, a franchi une nouvelle étape en France avec l'installation de la première turbine du parc de Dieppe Le Tréport, d'une capacité de 500 MW. Ce jalon s'ajoute à la mise en opération complète du parc des Îles d'Yeu et de Noirmoutier, d'une capacité de 500 MW, et la première production d'électricité du parc pilote des Éoliennes Flottantes du Golfe du Lion, d'une capacité de 30 MW. Par ailleurs, le Groupe a remporté 325 MW de projets éoliens terrestres lors du dernier appel d'offres organisé par le gouvernement français, dont 209 MW portant sur des opérations de renouvellement de parcs existants (*repowering*).

En Belgique, ENGIE a également lancé la construction d'un système de stockage par batteries de 80 MW / 320 MWh sur son site de Drogenbos, près de Bruxelles.

En Amérique latine, ENGIE a poursuivi la transformation de son portefeuille au Chili avec la reconversion de l'ancien complexe thermique de Tocopilla en hub énergétique flexible. Ce site, historiquement associé à la production charbon, intègre désormais des solutions de stockage par batteries, dont le BESS Tocopilla d'une capacité de 116 MW / 660 MWh.

Le 14 juillet, Engie Brasil Energia (EBE), filiale d'Engie, a réalisé avec succès une augmentation de capital de 1,4 milliard d'euros, intégrant l'apport de la participation du Groupe dans la centrale hydroélectrique de Jirau. À l'issue de cette opération, la participation d'ENGIE dans Jirau Energia s'établit à 27,5 %.

Gas generation

Au premier semestre 2026, ENGIE a poursuivi l'optimisation de son portefeuille d'actifs thermiques et a conclu un accord en vue de la cession de ses participations au Qatar. Au cours de la même période, et malgré des conditions difficiles dans la région du Moyen-Orient, nos actifs ont affiché une très bonne performance opérationnelle.

Un renouvellement de PPA concernant deux CCGTs à Oman (extension de 15 années) a par ailleurs été sécurisé au premier semestre.

En Europe, les CCGTs ont enregistré une solide performance opérationnelle, particulièrement bénéfique lors de la vague de chaleur de juin dans un contexte de forte hausse des prix de l'électricité. Elles ont joué un rôle clé dans le soutien à la sécurité d'approvisionnement en apportant de la flexibilité et en prenant le relais face au recul de la production éolienne.

Networks

L'acquisition de UK Power Networks a été finalisée le 7 mai 2026, près de deux mois en avance par rapport au calendrier initialement annoncé.

Au Pérou, ENGIE a remporté 4 grands projets de transport d'électricité dans le cadre d'une concession de 30 ans. Ces projets comprennent la construction de plus de 400 kilomètres de nouvelles lignes de transmission, de 6 nouvelles sous-stations électriques et l'extension de 11 postes existants. Avec ces nouveaux projets, ENGIE atteindra près de 650 kilomètres de lignes de transmission en exploitation ou en développement au Pérou.

ENGIE avait préalablement remporté, au premier trimestre, deux nouvelles concessions de 30 ans au Brésil lors de l'enchère de l'ANEEL, portant sur 143 km de lignes de transmission et 5 compensateurs synchrones.

Ces succès illustrent la montée en puissance des activités de transport d'électricité d'ENGIE, avec un objectif d'atteindre 10 000 km de réseaux de transport d'ici 2030.

ENGIE a par ailleurs poursuivi sa progression dans le domaine du biométhane, avec une capacité de production annuelle atteignant 15,1 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE en France, soit une augmentation de 0,6 TWh par rapport à fin 2025.

Local Energy Infrastructure

Local Energy Infrastructures a enregistré un développement particulièrement soutenu au premier semestre 2026 dans les réseaux de chaleur et de froid urbains.

En France, ENGIE a notamment remporté les concessions du réseau de Dunkerque (155 GWh de chaleur/an) et de Saran - Orléans Métropole (102 GWh de chaleur/an et 63 GWh de froid/an). Le Groupe a également remporté les nouvelles concessions du réseau d'Epinal et du réseau de Vélizy (95 GWh de chaleur/an), sur lequel ENGIE valorise une production géothermique dédiée et la chaleur récupérée sur un réseau de froid qu'elle opère. En Pologne, le Groupe a renforcé sa présence à travers les acquisitions des réseaux de chaleur de Milicz et Karlino.

Local Energy Infrastructure exploite désormais 602 réseaux de chaleur et de froid urbains et centrales énergétiques sur sites industriels (+33 depuis le 31/12/25) et poursuit sa dynamique de transformation, extension et verdissement, avec plus de 100 projets en cours de construction.

Local Energy Infrastructure accompagne également l'intensification de l'électrification des usages. En matière de mobilité, ENGIE Vianeo exploite plus de 11 000 points de charge en France et en Belgique, et a remporté l'un des principaux lots du programme allemand DeutschlandNetz for Trucks, portant sur le développement de 26 stations autoroutières de recharge ultra-rapide destinées aux poids lourds électriques.

Supply and Energy Management

Au premier semestre 2026, ENGIE a renforcé ses activités de fourniture et de gestion de l'énergie avec la finalisation, le 29 mai, de l'acquisition en Espagne de 100 % d'IGNIS Luz, la division dédiée à la fourniture d'énergie aux PME du groupe énergétique intégré IGNIS.

En début d'année, ENGIE et Google ont par ailleurs élargi leur partenariat d'énergie décarbonée 24/7 (*carbon-free energy*, CFE) jusqu'en 2030. Cet accord inclut désormais des solutions de stockage par batteries et de nouveaux contrats d'achat d'électricité renouvelable (PPA) afin d'accroître la flexibilité et la stabilité du réseau. Il

permettra aux activités allemandes de Google de fonctionner avec une électricité décarbonée à hauteur de près de 85 % en 2026.

Data centers

ENGIE a poursuivi son développement dans les data centers avec un pipeline de projets s'élevant à 7 GW de puissance de data centers au 30 juin 2026, en hausse de 1 GW par rapport à fin 2025. Ce pipeline compte désormais 4 GW de projets avancés (contre 0,8 GW à fin 2025) et 3 GW de projets *early stage*. Le Groupe a aussi contracté près d'1 GW de PPA au premier semestre 2026, disposant désormais d'un total de 7 GW de PPAs avec des entreprises techs et data centers. Le Groupe a par ailleurs déjà sécurisé 47 % de son objectif de 50 TWh d'électricité livrée au segment de la tech et des data centers d'ici 2030.

Allocation de capital

Les capex totaux (hors acquisition UK Power Networks) se sont élevés à 3,9 milliards d'euros au cours du premier semestre 2026, dont 2,6 milliards d'euros d'investissements de croissance. 90 % ont été consacrés aux activités *Renewable & Flex Power* et *Infrastructures*.

Le montant des capex de croissance lié à l'acquisition de UK Power Networks s'élève à 19,0 milliards d'euros.

Plan de performance

ENGIE a maintenu sa dynamique d'excellence opérationnelle au cours du premier semestre 2026 avec une contribution de 304 millions d'euros des résultats du plan de performance.

Nucléaire en Belgique

Le 30 avril, ENGIE et l'État Belge ont annoncé la signature d'une lettre d'intention définissant le cadre des négociations exclusives relatives à l'acquisition potentielle, par l'État belge, de l'intégralité des activités nucléaires d'ENGIE et d'Electrabel. Les travaux se poursuivent activement en vue de conclure, d'ici au 1er octobre 2026, un protocole d'accord définissant les principales modalités et conditions de la transaction, notamment le périmètre des activités transférées et les principes de valorisation. Les parties ont exprimé leur intention que la Transaction envisagée n'ait pas d'impact indu, ni négatif ni positif, sur la situation financière globale d'ENGIE et d'Electrabel.

Succès de l'opération d'actionnariat salariés « LINK 2026 »

ENGIE a finalisé avec succès son opération d'actionnariat salarié avec un taux de participation de 51 %, soit plus de 39 000 collaborateurs du Groupe dans près de 30 pays. Ce taux de participation est en hausse de près de 10 points par rapport à LINK 2025. À l'issue de cette opération et l'émission de 4,3 millions d'actions nouvelles, la part du capital d'ENGIE détenue par ses salariés s'élève à près de 4 %.

Revue des données financières du premier semestre 2026

Le chiffre d'affaires s'élève à 36,7 milliards d'euros, en baisse de 3,6 % en brut et de 2,9 % en organique.

L'EBITDA s'est établi à 7,9 milliards d'euros, en baisse de 4,9 % en brut et de 6,9 % en organique.

L'EBITDA (hors Nucléaire) ressort à 7,7 milliards d'euros, en hausse de 3,8 % en brut et de 1,6 % en organique.

L'EBIT (hors Nucléaire) s'est établi à 5,3 milliards d'euros, en hausse de 3,3 % en brut et de 1,2 % en organique.

- **Taux de change** : effet global négatif de 36 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du dollar américain au premier trimestre.

- Variation du périmètre : effet net positif de + 138 millions d'euros résultant de la contribution de 180 millions d'euros liée à l'acquisition de UK Power Networks, partiellement compensée par un effet négatif de 42 millions d'euros, principalement lié à la vente de 15,66 % de Safi (Maroc), ainsi qu'à la sortie de Uch (Pakistan), du Bahreïn et du Koweït.
- Température en France : l'effet température normatif a généré une variation négative de 65 millions d'euros par rapport au premier semestre 2025 pour les Networks, B2C et B2B en France.

Contribution des activités à l'EBIT

En millions d'euros	S1 2026	S1 2025	Δ 2026/25 brute	Δ 2026/25 organique
Renewable & Flex Power	1 819	1 989	- 8,5 %	- 5,3 %
Renewables & BESS	1 342	1 299	+ 3,3 %	+ 2,8 %
Gas generation	477	690	- 30,8 %	- 22,3 %
Infrastructures	2 224	1 963	+ 13,3 %	+ 4,4 %
Gas Networks	1 656	1 608	+ 3,0 %	+ 2,9 %
Power Networks	320	114	+ 180,5 %	+ 18,6 %
Local Energy Infrastructures	248	241	+ 2,9 %	+ 7,6 %
Supply & Energy Management	1 549	1 543	+ 0,4 %	+ 0,5 %
B2C	461	273	+ 68,9 %	+ 74,1 %
B2B	558	903	- 38,1 %	- 39,4 %
Energy Management	530	368	+ 44,1 %	+ 42,7 %
Autres	- 329	- 400	+ 17,7 %	+ 16,4 %
EBIT hors Nucléaire	5 263	5 095	+ 3,3 %	+ 1,2 %
Nucléaire	121	503	- 75,9 %	- 75,9 %
EBIT	5 384	5 598	- 3,8 %	- 5,9 %

Renewable & Flex Power

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025	Δ 2026/25 brute	Δ 2026/25 organique
EBITDA	2 605	2 650	- 1,7 %	+ 0,7 %
EBIT	1 819	1 989	- 8,5 %	- 5,3 %
Renewables & BESS	1 342	1 299	+ 3,3 %	+ 2,8 %
Gas generation	477	690	- 30,8 %	- 22,3 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
Renewable and BESS				
Ajout de capacité (GW à 100 %)	2,4	1,9	+ 0,5	
Volumes hydro - France (TWh à 100 %)	8,0	8,1	- 0,1	
CNR – prix captés (€/MWh) ⁴	74	110	- 32,3 %	
Gas generation				
CSS moyen capté – Europe (€/MWh)	16,3	29,0	- 43,8 %	
Facteur de charge Europe (%)	24,4	23,9	+ 50 pb	
Taux d'indisponibilité non planifié (%)	3,6	3,7	- 10 pb	

L'EBIT des activités **Renewables & BESS** est ressorti en hausse organique de 2,8 %, soutenu par la contribution des nouveaux actifs mis en service, ainsi que par une amélioration de la performance opérationnelle. Ces effets

ont été impactés par la baisse anticipée des prix captés en Europe dont l'impact en France a été atténué par la réduction de la taxe hydro.

L'EBIT des activités **Gas generation** a reculé de 22,3 % en organique principalement en raison de la baisse, comme attendu, des *spreads* captés en Europe, d'une base de comparaison défavorable liée à des *one-off* positifs enregistrés au premier semestre 2025 et par l'arrêt non planifié d'un pipeline de gaz au Pérou en mars 2026. Ces éléments ont été partiellement compensés par des effets prix positifs au Chili et la contribution de la centrale Flémalle en Belgique.

Infrastructures

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025	Δ 2026/25 brute	Δ 2026/25 organique
EBITDA	3 449	3 143	+ 9,7 %	+ 2,4 %
EBIT	2 224	1 963	+ 13,3 %	+ 4,4 %
Gas Networks	1 656	1 608	+ 3,0 %	+ 2,9 %
Power Networks	320	114	+ 180,5 %	+ 18,6 %
Local Energy Infrastructures	248	241	+ 2,9 %	+ 7,6 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
Networks				
BAR France Gas Networks (Md€)	31,5	31,9	- 0,6	
RAV UKPN (Md€)	11,4	-	-	
Lignes transmission électriques (km) (vs. déc. 2025)	5 915	5 892	+ 23	
LEI				
Marge d'EBIT	5,7 %	5,3 %	+ 36 pb	

L'EBIT des activités **Gas Networks** est en croissance organique de 2,9 %, soutenu par l'augmentation des tarifs en Europe intervenue en 2025 et la bonne performance opérationnelle. Ces éléments positifs ont été atténués, en France, par un effet climat négatif, en raison de températures plus chaudes que l'an passé.

L'EBIT des activités **Power Networks** est en croissance organique de 18,6 %, bénéficiant des mécanismes d'indexation tarifaire en Amérique latine, notamment au Brésil. En complément de cette croissance organique, l'acquisition de UK Power Networks a contribué à hauteur de 180 millions d'euros à l'EBIT de **Power Networks**.

L'EBIT de **Local Energy Infrastructures** a enregistré une hausse organique de 7,6 % par rapport au premier semestre 2025, avec une marge en progression à 5,7 %. Cette performance a été principalement soutenue par le développement de réseaux de chaleur et de froid en France et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, ainsi que par une bonne performance opérationnelle, et ce malgré un effet climat défavorable.

Supply and Energy Management

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025	Δ 2026/25 brute	Δ 2026/25 organique
EBITDA	1 755	1 774	- 1,1 %	- 0,7 %
EBIT	1 549	1 543	+ 0,4 %	+ 0,5 %
B2C	461	273	+ 68,9 %	+ 74,1 %
B2B	558	903	- 38,1 %	- 39,4 %
Energy Management	530	368	+ 44,1 %	+ 42,7 %

L'EBIT de l'activité **B2C** est en croissance organique de 74,1 % comparé à un premier semestre 2025 impacté par un effet *timing* négatif. La croissance est également portée par une gestion de portefeuille efficace et une bonne performance opérationnelle. Elle est toutefois partiellement compensée par un climat plus doux qu'au premier semestre 2025 et de moindres volumes de gaz, particulièrement en France.

Comme attendu, l'EBIT de l'activité **B2B** a diminué de 39,4 % en organique principalement en raison d'effets de saisonnalité moins marqués cette année et d'une baisse progressive des marges sur les contrats conclus

historiquement dans un contexte de forte volatilité. Ce recul résulte également d'une base de comparaison défavorable, l'activité ayant bénéficié d'un *one-off* positif au premier semestre 2025. La dynamique commerciale demeure solide avec des niveaux de marges conformes aux attentes.

L'**EBIT d'Energy Management** affiche une hausse organique de 42,7 %, porté par une bonne performance de l'activité gaz soutenue par des conditions de marché favorables. Cette forte progression s'explique également par l'impact positif de la renégociation de contrats de gaz au premier semestre 2026 ainsi que par une base de comparaison favorable, le premier semestre 2025 ayant été pénalisé par un *one-off* négatif lié aux coûts de transport du gaz en Autriche et aux Pays-Bas. Cette performance a été partiellement compensée par des conditions plus difficiles sur les marchés de l'électricité.

Nucléaire

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025	Δ 2026/25 brute	Δ 2026/25 organique
EBITDA	181	863	- 79,0 %	- 79,0 %
EBIT	121	503	- 75,9 %	- 75,9 %
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, proport. TWh)	5,6	13,8	- 8,2	
Disponibilité (Belgique, à 100 %)	51,0 %	81,2 %	- 31 pp	

L'EBIT de l'activité **Nucléaire** a enregistré une baisse organique de 75,9 %, en raison principalement de l'arrêt, en 2025, des réacteurs Doel 1, Tihange 1 et Doel 2, ainsi que du transfert de Tihange 3 et Doel 4 vers la co-entreprise détenue à parts égales par ENGIE et l'Etat belge. Après un taux de disponibilité exceptionnel au premier trimestre, ces deux réacteurs ont été arrêtés à partir d'avril pour les travaux de mise à niveau dans le cadre de l'extension de leur durée de vie. Cette diminution reflète également la baisse des prix captés en France.

Résultat net récurrent part du Groupe de 3,0 milliards d'euros

Résultat net part du Groupe de 3,3 milliards d'euros

En milliards d'euros	S1 2026
RNRpg	3,0
Coûts de restructuration	- 0,1
MtM des commodités, net d'impôt	0,6
Autres	- 0,2
RNpg	3,3

Le résultat net récurrent part du Groupe s'est élevé à 3,0 milliards d'euros contre 3,1 milliards d'euros au premier semestre 2025.

Le résultat net part du Groupe s'est élevé à 3,3 milliards d'euros, en hausse de 0,4 milliard d'euros par rapport au premier semestre 2025, ce qui s'explique principalement par l'impact positif du *mark-to-market* sur les contrats de commodité.

Maintien d'un bilan solide

Le Cash Flow From Operations s'est établi à 6,9 milliards d'euros, en baisse de 1,5 milliard d'euros par rapport au premier semestre 2025, principalement en ligne avec la baisse de l'EBITDA avec la sortie du nucléaire.

Le Besoin en Fonds de Roulement a généré un impact positif de 0,9 milliard d'euros, avec une variation annuelle négative de 0,8 milliard d'euros par rapport au premier semestre 2025. Cette évolution s'explique

principalement par une moindre contribution du BFR opérationnel (- 0,5 milliard d'euros) et par l'impact défavorable des stocks de gaz (- 0,5 milliard d'euros), lié notamment à de moindres soutirages de gaz.

Le niveau de **liquidité** s'est établi à 20,9 milliards d'euros au 30 juin 2026, dont 14,0 milliards d'euros de disponibilités⁵.

La dette financière nette s'est élevée à 54,9 milliards d'euros, en hausse de 16,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2025. Cette augmentation est principalement liée à des dépenses d'investissements sur la période de 22,9 milliards d'euros dont 19,0 milliards d'euros liés à l'acquisition de UK Power Networks, ainsi qu'aux dividendes versés aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle pour 3,8 milliards d'euros. Ces éléments ont été partiellement compensés par un CFFO de 6,9 milliards d'euros, l'augmentation de capital via un placement accéléré (ABB) de 3,0 milliards d'euros et l'émission de dette hybride pour 2,3 milliards d'euros.

La dette nette économique s'est élevée à 60,3 milliards d'euros, en hausse de 15,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2025.

Le ratio dette nette économique / EBITDA s'est élevé à 4,2x, en hausse de 1,1x par rapport au 31 décembre 2025 prenant en compte seulement deux mois de consolidation de UK Power Networks et avec un l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x après la prise en compte de la contribution de UK Power Networks en année pleine.

S&P : BBB+ / A-2 avec perspective Stable

Moody's : Baa1 / P-2 avec perspective Stable

Fitch : BBB+ / F1 avec perspective Stable

Transaction avec les parties liées

Les transactions avec les parties liées sont décrites dans la Note 20 des états financiers consolidés au 31 décembre 2025. Seules les évolutions significatives sont présentées dans la Note 10 des Etats financiers consolidés au 30 juin 2026.

Notes de bas de page

¹ Cash Flow From Operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance et dépenses de sortie du nucléaire

² Résultat net récurrent, part du Groupe

³ Capex de croissance et de maintenance, net des produits de cession, du schéma de *tax incentives* et incluant la dette nette acquise

⁴ Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR

⁵ Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires

ANNEXE 1 : CHIFFRES D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 36,7 milliards d'euros, en baisse de 3,6 % en brut et de 2,9 % en organique.

Chiffre d'affaires contributif par activité, après élimination des opérations intragroupes :

En millions d'euros	S1 2026	S1 2025	Δ 2026/25 brute	Δ 2026/25 organique
<i>Renewable & Flex Power</i>	4 778	4 920	- 2,9 %	- 0,8 %
<i>Infrastructures</i>	9 038	8 712	+ 3,7 %	- 0,1 %
<i>Supply & Energy Management</i>	21 287	23 121	- 7,9 %	- 6,7 %
Autres	990	1 159	- 14,5 %	+ 2,7 %
Chiffre d'affaires hors Nucléaire	36 093	37 912	- 4,8 %	- 4,1 %
Nucléaire	614	154	+ 298,3 %	+ 298,3 %
Chiffre d'affaires	36 707	38 066	- 3,6 %	- 2,9 %

ANNEXE 2 : MATRICE DE L'EBIT

S1 2026 (en millions d'euros)	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
RENEWABLE & FLEX POWER	161	443	730	333	177	(25)	1 819
Renewable & BESS	173	283	564	295	51	(25)	1 342
Gas Generation	(12)	160	166	38	126	(0)	477
INFRASTRUCTURES	1 372	443	395	(1)	25	(7)	2 224
Gas Networks	1 226	193	252	(1)	(0)	(13)	1 656
Power Networks	-	180	143	-	(0)	(2)	320
Local Energy Infrastructures	145	70	-	-	25	8	248
SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT	811	603	39	39	58	(2)	1 549
AUTRES	12	9	7	(8)	(0)	(349)	(329)
EBIT hors nucléaire	2 356	1 498	1 171	362	260	(383)	5 263
NUCLÉAIRE	96	25	-	-	-	-	121

S1 2025 (en millions d'euros)	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
RENEWABLE & FLEX POWER	376	349	708	305	266	(14)	1 989
Renewable & BESS	249	255	483	271	55	(14)	1 299
Gas Generation	128	93	224	34	211	-	690
INFRASTRUCTURES	1 345	214	403	(3)	29	(24)	1 963
Gas Networks	1,189	149	288	(3)	(1)	(15)	1,608
Power Networks	-	-	114	-	-	-	114
Local Energy Infrastructures	156	65	-	-	30	(9)	241
SUPPLY & ENERGY MANAGEMENT	624	853	32	45	(4)	(7)	1 543
AUTRES	(6)	2	(2)	(24)	2	(372)	(400)
EBIT hors nucléaire	2 340	1 418	1 140	323	293	(418)	5 095
NUCLÉAIRE	206	297	-	-	-	-	503

ANNEXE 3 : GUIDANCE 2026 - PRINCIPALES HYPOTHESES ET INDICATIONS

- Guidance et indications sur la base des activités poursuivies
- Absence de changement de méthode comptable
- Absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique
- Taxes basées sur les textes légaux en vigueur et contingences additionnelles
- Répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France
- Température moyenne en France
- Production hydraulique, éolienne et solaire moyennes
- Taux de change moyen :
 - € / USD : 1,16
 - € / BRL : 5,96
 - €/ GBP : 0,87
- Prix des commodités au 30 juin 2026
- Résultat financier net récurrent en hausse de (2,3) – (2,5) Mds€
- Taux récurrent effectif d'imposition (y compris surtaxe en France) : c.18-22 %
- Contribution de UKPN depuis la finalisation de l'acquisition en mai 2026

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT	19
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	20
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	21
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	23
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	25

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	30 juin 2026	30 juin 2025
CHIFFRE D'AFFAIRES	4.2 & 5	36 707	38 066
Achats et dérivés à caractère opérationnel ⁽¹⁾		(24 570)	(25 652)
Charges de personnel		(4 598)	(4 462)
Amortissements, dépréciations et provisions		(1 923)	(2 564)
Impôts et taxes		(985)	(1 168)
Autres produits opérationnels		849	645
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		5 480	4 866
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4.2	527	516
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		6 008	5 382
Pertes de valeur		(14)	(28)
Restructurations		(52)	(62)
Effets de périmètre	2.2	(242)	190
Autres éléments non récurrents		(1)	(46)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		5 699	5 436
Charges financières		(1 694)	(1 759)
Produits financiers		1 030	752
RÉSULTAT FINANCIER	6	(665)	(1 007)
Impôt sur les bénéfices		(1 041)	(1 010)
RÉSULTAT NET		3 994	3 419
Résultat net part du Groupe		3 323	2 923
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		671	497
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS) ⁽²⁾		1,28	1,16
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS) ⁽²⁾		1,28	1,16

(1) Dont un produit net de 598 millions d'euros au 30 juin 2026 au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 209 millions d'euros au 30 juin 2025), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie, principalement chez Energy Management.

(2) 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

En millions d'euros	Notes	30 juin 2026	30 juin 2025
RÉSULTAT NET		3 994	3 419
Instruments de dette	7	(24)	(10)
Couverture d'investissement net	8	(168)	620
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	8	(213)	193
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) ⁽¹⁾	8	2 503	(1 400)
Impôts différés sur éléments recyclables ou recyclés		(518)	150
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		44	56
Écarts de conversion		920	(2 172)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		2 544	(2 564)
Instruments de capitaux propres	7	190	16
Réévaluation du passif (de l'actif) net des régimes à prestations définies		(146)	243
Impôts différés sur éléments non recyclables		(2)	(91)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		42	168
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES ET NON RECYCLABLES		2 586	(2 395)
RÉSULTAT GLOBAL		6 580	1 024
Dont quote-part du Groupe		5 751	930
Dont quote-part des participations ne donnant pas le contrôle		829	94

(1) L'augmentation du prix de marché des matières premières au cours du premier semestre 2026, en particulier du gaz, a entraîné d'importantes variations de la juste valeur des instruments financiers, notamment des couvertures liées à nos activités de fourniture de gaz en Europe, impactant les autres éléments du résultat global. Les résultats latents, pour la partie efficace de la couverture, sont recyclés dans le résultat opérationnel au même moment que les transactions couvertes auxquelles ils se rapportent.

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

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

En millions d'euros	Notes	30 juin 2026	31 déc. 2025
Actifs non courants			
Goodwill ⁽¹⁾		20 893	13 110
Immobilisations incorporelles nettes ⁽¹⁾		9 249	7 919
Immobilisations corporelles nettes ⁽¹⁾		78 789	65 499
Autres actifs financiers		11 913	10 208
Instruments financiers dérivés	7	5 320	5 347
Actifs de contrats	5	5	16
Participations dans les entreprises mises en équivalence		8 016	7 192
Autres actifs non courants		1 623	890
Actifs d'impôt différé		1 126	673
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		136 935	110 855
Actifs courants			
Autres actifs financiers		2 471	2 581
Instruments financiers dérivés	7	7 057	6 120
Créances commerciales et autres débiteurs	5	16 263	13 573
Actifs de contrats	5	7 832	8 006
Stocks		3 290	2 852
Autres actifs courants		8 765	10 368
Trésorerie et équivalents de trésorerie		13 537	14 507
Actifs classés comme détenus en vue de la vente		125	388
TOTAL ACTIFS COURANTS		59 340	58 394
TOTAL ACTIF		196 275	169 249

(1) L'augmentation significative de ces postes de bilan s'explique principalement par l'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited et ses filiales (UKPN) à la date du 7 mai 2026 (voir Note 2 « Principales variations de périmètre et autres faits marquants de la période »).

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

PASSIF

En millions d'euros	Notes	30 juin 2026	31 déc. 2025
Capitaux propres part du Groupe		40 231	32 951
Participations ne donnant pas le contrôle		8 567	7 879
TOTAL CAPITAUX PROPRES ⁽²⁾		48 798	40 830
Passifs non courants			
Provisions	9	15 730	15 020
Emprunts à long terme ⁽¹⁾	7	55 188	43 235
Instruments financiers dérivés	7	5 843	7 083
Autres passifs financiers	7	88	87
Passifs de contrats	7	508	451
Autres passifs non courants		2 130	2 631
Passifs d'impôt différé		8 596	6 083
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		88 083	74 590
Passifs courants			
Provisions	9	2 520	2 948
Emprunts à court terme ⁽¹⁾	7	14 237	11 333
Instruments financiers dérivés	7	6 947	4 917
Fournisseurs et autres créanciers	7	18 546	17 226
Passifs de contrats	7	3 994	3 606
Autres passifs courants		12 918	13 489
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente		231	310
TOTAL PASSIFS COURANTS		59 394	53 830
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		196 275	169 249

(1) L'augmentation significative de ces postes de bilan s'explique principalement par l'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited et ses filiales (UKPN) à la date du 7 mai 2026 (voir Note 2 « Principales variations de périmètre et autres faits marquants de la période »).

(2) Voir « Etat des variations des 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 DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	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
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2024	2 435	21 025	8 937	4 038	(200)	(1 557)	(122)	34 556	6 902	41 458
Résultat net	-	-	2 923	-	-	-	-	2 923	497	3 419
Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾	-	-	160	-	(370)	(1 783)	-	(1 993)	(403)	(2 395)
RÉSULTAT GLOBAL	-	-	3 082	-	(370)	(1 783)	-	930	94	1 024
Rémunération sur base d'actions	-	-	78	-	-	-	-	78	-	78
Dividendes distribués en numéraire ⁽²⁾	-	-	(3 634)	-	-	-	-	(3 634)	(506)	(4 140)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(52)	-	-	-	(4)	(55)	-	(55)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽³⁾	-	-	(101)	(648)	-	-	-	(749)	-	(749)
Transactions entre actionnaires ⁽⁴⁾	-	-	(205)	-	-	-	-	(205)	904	699
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Autres variations	-	-	3	-	-	-	-	3	2	5
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2025	2 435	21 025	8 110	3 390	(570)	(3 340)	(126)	30 924	7 397	38 322

(1) Les écarts de conversion de la période portent principalement sur le dollar américain.

(2) L'Assemblée Générale du 24 avril 2025 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,48 euro par action au titre de l'exercice 2024. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,148 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2024, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Le Groupe a réglé en numéraire le 29 avril 2025, pour un montant de 3 597 millions d'euros, le dividende de 1,48 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 38 millions d'euros au titre de prime de fidélité.

(3) ENGIE SA a procédé le 28 février 2025 au remboursement à la date de première option du solde de la dette hybride (PERP NC 02/2025, coupon 3,25%, code ISIN : FR0013398229) pour un montant de 454,5 millions d'euros.

Le 6 juin 2025, ENGIE SA a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement du solde de la dette hybride (PERP NC 07/2025, coupon 1,625%, code ISIN : FR0013431244) pour un montant de 193 millions d'euros (soit un montant total de 196 millions d'euros y compris coupon couru). La notification déclenche le reclassement de l'instrument de capitaux propres en dette. Celle-ci a été remboursée le 8 juillet 2025.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – Instruments financiers – Présentation, et compte tenu de leurs caractéristiques, les dettes hybrides sont comptabilisées en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe.

Au 30 juin 2025, le Groupe a versé 108 millions d'euros aux détenteurs de ces titres, net de 7 millions d'euros reçus au titre d'indemnités de remboursement anticipé. L'encours total en valeur nominale, s'élève à 3 390 millions d'euros, contre 4 038 millions d'euros au 31 décembre 2024.

(4) ENGIE North America a finalisé, en mars 2025, la cession avec le fonds Ares Management Infrastructure Opportunities (Ares) d'un pourcentage minoritaire de 49% dans un portefeuille d'actifs de stockage et d'énergies renouvelables de 0,9 GW aux États-Unis (Aspen). Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,4 milliard d'euros.

ENGIE North America a finalisé, en mai 2025, avec le fonds CBRE Investment Management (CBRE IM), la cession d'un pourcentage minoritaire de 49,5% dans un portefeuille d'actifs de stockage en batterie d'une capacité de 2,4 GW au Texas et en Californie (Vulcan & Cascade). Cette transaction s'est traduite par une diminution de l'endettement financier net du Groupe à hauteur de 0,3 milliard d'euros (une seconde tranche, pour des actifs encore à céder, doit être versée par ARES lors du deuxième semestre 2025).

Ces deux transactions, qui impliquent une cession sans perte de contrôle, sont comptabilisées comme des transactions entre actionnaires, sans impact sur le compte de résultat.

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 consol- lées	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
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2025	2 435	21 019	9 455	4 390	(926)	(3 375)	(48)	32 951	7 879	40 830
Résultat net	-	-	3 323	-	-	-	-	3 323	671	3 994
Autres éléments du résultat global	-	-	53	-	1 624	751	-	2 428	158	2 586
RÉSULTAT GLOBAL	-	-	3 376	-	1 624	751	-	5 751	829	6 580
Rémunération sur base d'actions	-	-	66	-	-	-	-	66	-	66
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾	-	(852)	(2 615)	-	-	-	-	(3 466)	(472)	(3 938)
Achat/vente d'actions propres	-	-	(65)	-	-	-	(110)	(175)	-	(175)
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽³⁾	-	-	(123)	2 303	-	-	-	2 180	-	2 180
Transactions entre actionnaires	-	-	(53)	-	-	-	-	(53)	330	278
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	(12)	(12)
Augmentations et réductions de capital	-	-	-	-	-	-	-	-	10	10
Autres variations ⁽²⁾	107	2 870	1	-	-	-	-	2 978	2	2 980
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2026	2 542	23 037	10 043	6 693	698	(2 624)	(158)	40 231	8 567	48 798

- (1) L'Assemblée Générale du 29 avril 2026 a décidé la distribution d'un dividende unitaire de 1,35 euro par action au titre de l'exercice 2025. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,135 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2025, 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 05 mai 2026, pour un montant de 3 430 millions d'euros, le dividende de 1,35 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi qu'un montant de 36 millions d'euros au titre de prime de fidélité.
- (2) ENGIE SA a procédé à une augmentation de capital sans droit préférentiel de souscription de 2 977 millions d'euros, après déduction des frais de 23 millions d'euros, pour financer partiellement l'acquisition de UK Power Networks (voir Note 2 « Principales variations de périmètre et autres faits marquants de la période »).
- (3) En date du 16 avril 2026, ENGIE SA a procédé à une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée pour un montant total de 2 100 millions d'euros, se traduisant par : une émission de 1 000 millions d'euros portant coupon de 4,4% avec une option de remboursement à partir de juillet 2031 (code ISIN : FR0014016Z94) ; une émission de 600 millions d'euros portant coupon de 4,8% avec une option de remboursement à partir d'avril 2034 (code ISIN : FR0014016ZA7) ; une émission de 400 millions de Livres sterling portant coupon de 6,1% avec une option de remboursement à partir d'avril 2032 (code ISIN : FR0014016ZB5) ; en date du 24 juin 2026, un montant de 400 millions de dollars australiens portant un coupon de 6,5% avec une option de remboursement à partir de juin 2032 (code ISIN : AU3CB0336576)
- 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 30 Juin 2026, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée, en valeur nominale, s'élève à 6 693 millions d'euros, contre 4 390 millions d'euros au 31 décembre 2025.

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	30 juin 2026	30 juin 2025
RÉSULTAT NET		3 994	3 419
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(527)	(516)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		330	625
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		1 887	2 267
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		204	(145)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(668)	(48)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		(290)	(165)
- Charge d'impôt		1 041	1 010
- Résultat financier	6	665	1 007
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		6 635	7 454
+ Impôt décaissé		(414)	(423)
Variation du besoin en fonds de roulement ⁽¹⁾		913	(10 505)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		7 133	(3 475)
Investissements corporels et incorporels		(3 145)	(3 432)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	2 & 7	(11 987)	(221)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	2 & 7	(309)	(182)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	7	(582)	(843)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		37	51
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	2 & 7	(114)	102
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	2 & 7	19	441
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		11	3
Intérêts reçus d'actifs financiers		138	215
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		2	(5)
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres ⁽¹⁾		(58)	8 964
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(15 987)	5 093
Dividendes payés ⁽²⁾		(3 833)	(3 984)
Remboursement de dettes financières		(3 468)	(1 418)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		31	254
Intérêts financiers versés		(830)	(663)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		222	256
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(42)	57
Augmentation des dettes financières		10 249	2 294
Augmentation/diminution de capital		5 281	(438)
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(175)	(55)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées		262	609
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		7 695	(3 088)
Effet des variations de change et divers		189	(462)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(970)	(1 932)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		14 507	16 928
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		13 537	14 996

(1) Les mouvements sur ces deux postes comprennent en 2025 les effets de monétisation d'une partie des actifs de couverture des provisions nucléaires («Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres») afin de régler le paiement de la première tranche du passif nucléaire («Variation du besoin en fonds de roulement») (voir Note 9).

(2) Outre le paiement du dividende décidé en avril par l'Assemblée Générale d'ENGIE SA (voir «État des variations des capitaux propres»), la ligne «Dividendes payés» comprend également les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 112 millions d'euros au 30 juin 2026 (106 millions d'euros au 30 juin 2025).

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 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES	28
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE ..	32
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	36
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE	41
Note 5	VENTES.....	47
Note 6	RÉSULTAT FINANCIER	49
Note 7	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	50
Note 8	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	55
Note 9	PROVISIONS.....	58
Note 10	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	60
Note 11	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	61
Note 12	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	64

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE ENGIE

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de Commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans. Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 67, rue Jules Ferry – 92250 La Garenne-Colombes (France).

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

En date du 30 juillet 2026, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2026 ont été présentés au Conseil d'Administration qui a autorisé leur publication.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement européen du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales (IFRS), les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾. Les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe, établis pour la période de six mois close au 30 juin 2026, ont été préparés selon les dispositions de la norme IAS 34 – *Information financière intermédiaire* qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés condensés intermédiaires n'incluent dès lors pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers consolidés annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2025, sous réserve des particularités propres à l'établissement des états financiers consolidés condensés intermédiaires décrites ci-après (voir Note 1.3).

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers consolidés condensés intermédiaires sont identiques à ceux retenus pour l'exercice clos au 31 décembre 2025 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-après.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2026

- Amendements IFRS 9 – Instruments financiers et IFRS 7 – Instruments financiers : Informations à fournir – Modifications touchant le classement et l'évaluation des instruments financiers.
- Amendements IFRS 9 – Instruments financiers et IFRS 7 – Instruments financiers : Informations à fournir – Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources naturelles.
- Améliorations annuelles des normes IFRS de comptabilité – Volume 11.

Ces amendements et améliorations n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2026 et non anticipés par le Groupe

- IFRS 18 – Etats financiers : présentation et informations à fournir.

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

- IFRS 19 – Filiales sans responsabilité publique : informations à fournir ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 21 – Effets des variations des cours des monnaies étrangères : conversion vers une monnaie de présentation en hyperinflation ⁽¹⁾.
- IFRS 20 – Actifs réglementaires et passifs réglementaires ⁽¹⁾.
- Amendements IAS 28 – Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : option à la juste valeur⁽¹⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces amendements et normes sont en cours. A date, le Groupe n'anticipe pas d'évolutions majeures de la présentation de ses états financiers au titre de la première application d'IFRS 18. Par ailleurs, à la suite de la publication d'IFRS 20 – Actifs réglementaires et passifs réglementaires – le 27 mai 2026, le Groupe a officiellement lancé les groupes de travail dédiés à la mise en œuvre de cette nouvelle norme, dont l'application est actuellement attendue au 1er janvier 2029 sous réserve de son adoption par l'Union européenne.

1.2 Utilisation d'estimations et du jugement

1.2.1 Estimations

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

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 comptables sont réalisées dans un contexte sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et de leur réglementation. Sur le premier semestre 2026, la crise au Moyen-Orient a contribué à l'instabilité de l'environnement économique et financier et à la volatilité des marchés des matières premières. Dans ce contexte, le Groupe a activé son dispositif renforcé de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers, l'appréciation du risque de contrepartie et de liquidité.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers au 30 juin 2026 portent principalement sur :

- l'évaluation à la juste valeur des principaux postes du bilan d'ouverture de UKPN et ses filiales, acquis le 7 mai 2026, dans le cadre de leur première consolidation et de l'exercice d'allocation du prix d'acquisition (voir Note 2 « Principales variations de périmètre et autres faits marquants de la période ») ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des goodwill, des immobilisations corporelles et incorporelles ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la mise à jour des principaux paramètres d'évaluation des instruments dérivés sur matières premières (voir Notes 7 « Instruments financiers » et 8 « Risques liés aux instruments financiers ») ;
- l'évaluation des provisions et en particulier des provisions pour démantèlement des infrastructures gazières en France (voir Note 9.3 « Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires ») ;

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

- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» dans un contexte de variation des prix des matières premières (voir Note 5 «Ventes») ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte, le cas échéant, des révisions et des projections de résultat taxable.

1.2.2 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 ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes ;
- la comptabilisation, dans le chiffre d'affaires, des coûts d'acheminement facturés aux clients ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) ;
- l'identification d'accords au sein desquels il existe des contrats de location ;
- l'identification des accords de compensation répondant aux critères énoncés par la norme IAS 32 – Instruments financiers : présentation (voir Note 7 «Instruments financiers»).

1.3 Particularités propres à l'établissement des états financiers intermédiaires

1.3.1 Saisonnalité des activités

Les activités du Groupe sont, par nature, des activités saisonnières mais les variations climatiques ont des effets plus importants que la saisonnalité sur les différents indicateurs d'activité et de résultat opérationnel. En conséquence, les résultats intermédiaires au 30 juin 2026 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2026.

1.3.2 Impôt sur les bénéfices

Dans le cadre des arrêts intermédiaires, la charge d'impôt (courante et différée) est calculée pour chaque entité fiscale en appliquant au résultat taxable de la période, hors élément exceptionnel significatif, le taux effectif moyen annuel estimé pour l'année en cours. Les éventuels éléments exceptionnels significatifs de la période sont comptabilisés avec leur charge d'impôt réelle.

1.3.3 Retraites

Le coût des retraites pour une période intermédiaire est calculé sur la base des évaluations actuarielles réalisées à la fin de l'exercice précédent. Ces évaluations sont le cas échéant ajustées pour tenir compte des réductions, liquidations ou autres événements non récurrents importants survenus lors du semestre. Par ailleurs, les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière au titre des régimes à prestations définies sont le cas échéant ajustés afin de tenir compte

des évolutions significatives ayant affecté le rendement des obligations émises par des entreprises de premier rang de la zone concernée (référence utilisée pour la détermination des taux d'actualisation), ainsi que la valeur et le rendement réel des actifs de couverture.

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE ET AUTRES FAITS MARQUANTS DE LA PÉRIODE

2.1 Principales variations de périmètre

2.1.1 Acquisition de UK Power Networks

Description de la transaction

L'acquisition de UK Power Networks Holdings (« UKPN ») par ENGIE, annoncée le 25 février 2026, a été finalisée le 7 mai 2026.

UKPN exploite trois réseaux de distribution d'électricité à Londres, dans l'Est et le Sud-Est de l'Angleterre, desservant plus de 8 millions de foyers et d'entreprises, via ses entités titulaires de licences : London Power Networks, Eastern Power Networks et South Eastern Power Networks. Ces activités sont régulées par l'Office of Gas and Electricity Markets (« Ofgem »), qui fixe le cadre tarifaire déterminant les revenus autorisés et met en place des mécanismes incitatifs liés à la performance (notamment en matière de fiabilité, de qualité de service, d'objectifs environnementaux et d'efficacité). En complément des revenus autorisés, ces entités perçoivent également des revenus liés au raccordement de nouveaux clients.

Par ailleurs, UK Power Networks Services regroupe les activités non régulées du Groupe UKPN, consistant notamment en la gestion de réseaux énergétiques privés et la réalisation de projets d'infrastructures électriques pour des clients tiers. Cette activité, réalisée en dehors du cadre réglementaire d'Ofgem, sert un portefeuille diversifié de clients publics et privés, incluant notamment de grands acteurs du transport et des infrastructures.

Les principales étapes de la transaction ont été les suivantes :

- **25 février 2026** : ENGIE conclut un contrat d'acquisition d'actions avec les actionnaires de UKPN en vue d'acquérir 100 % du capital de UKPN.
- **7 mai 2026** : ENGIE finalise l'acquisition de UKPN après la levée de l'ensemble des conditions suspensives, incluant notamment l'obtention des autorisations des autorités réglementaires et de concurrence compétentes, ainsi que l'approbation de la transaction par les actionnaires de UKPN.

La transaction a pris la forme de l'acquisition par ENGIE des 610 000 000 actions ordinaires composant le capital de UKPN pour un montant total de 12,2 milliards d'euros (10,6 milliards de livres sterling), incluant un prêt d'actionnaires de 0,9 milliards d'euros (0,8 milliards de livres sterling). Le prix a été intégralement payé en numéraire à la date de réalisation, sans composante conditionnelle ni différée. La transaction a eu un effet sur la dette nette financière du Groupe de 19 milliards d'euros incluant la dette financière portée par UKPN pour 7 milliards d'euros.

La transaction a été financée en partie par l'émission de dettes hybrides pour un montant de 2,3 milliards d'euros et par une augmentation de capital d'environ 3 milliards d'euros par émission de 107 millions d'actions nouvelles (soit 4,4% du capital), au prix de 28 euros par action. L'opération s'est faite sans droit préférentiel pour les actionnaires existants et a été réservée à des investisseurs qualifiés (Voir Note 3.7 « Endettement financier » et Note 4.2 « Capex de croissance »).

À l'issue de l'opération, ENGIE détient 100 % des droits de vote de UKPN et en exerce le contrôle.

Cette acquisition rééquilibre stratégiquement le portefeuille d'ENGIE vers les réseaux d'électricité, renforçant sa position dans les infrastructures régulées et soutenant sa stratégie de développement dans des réseaux énergétiques à faible risque et à forte intensité d'actifs, le Royaume-Uni devenant l'un des principaux marchés du Groupe.

Justes valeurs déterminées à titre provisoire

Le tableau suivant présente les montants comptabilisés des actifs acquis et des passifs repris à la date d'acquisition :

En millions d'euros	Valeurs comptables	Ajustements de juste valeur	Bilan d'ouverture
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	48	1 279	1 328
Immobilisations corporelles nettes	18 393	(7 064)	11 329
Autres actifs financiers	258	126	384
Instruments financiers dérivés	126	0	126
Autres actifs non courants	579	0	579
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	19 404	(5 659)	13 745
Actifs courants			
Créances commerciales et autres débiteurs	40	0	40
Actifs de contrats	231	0	231
Stocks	149	0	149
Autres actifs courants	60	0	60
Trésorerie et équivalents de trésorerie	417	0	417
TOTAL ACTIFS COURANTS	897	0	897
TOTAL ACTIF	20 301	(5 659)	14 642

En millions d'euros	Valeurs comptables	Ajustements de juste valeur	Bilan d'ouverture
Passifs non courants			
Provisions	68	245	313
Emprunts à long terme	7 038	(506)	6 532
Instruments financiers dérivés	339	30	369
Autres passifs financiers	59	0	59
Autres passifs non courants	4 499	(4 499)	0
Passifs d'impôt différé	1 285	(167)	1 119
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	13 288	(4 897)	8 392
Passifs courants			
Emprunts à court terme	455	0	455
Fournisseurs et autres créanciers	286	0	286
Passifs de contrats	672	0	672
Autres passifs courants	178	86	264
TOTAL PASSIFS COURANTS	1 591	86	1 677
TOTAL PASSIF	14 880	(4 811)	10 069

Les principaux éléments évalués à la juste valeur comprennent :

- Licences Ofgem de 1,3 milliard d'euros : correspondant au droit d'exploiter et d'investir dans des réseaux de distribution d'électricité sur des zones géographiques définies en situation de monopole. Ces licences sont accordées pour une durée indéterminée, ne peuvent être révoquées par le régulateur que dans des conditions limitées et avec un préavis de 25 années ; elles sont, à ce titre, considérées comme ayant une durée d'utilité indéfinie.
- Immobilisations corporelles régulées de 11,3 milliards d'euros : évaluées selon une approche combinant une méthode d'actualisation des flux de trésorerie futurs des activités régulées et une approche de marché reposant sur des multiples observables de transactions dans le secteur régulé britannique, conduisant à reconnaître les actifs à leur valeur régulée dans le bilan d'ouverture. L'ajustement de 7,1 milliards d'euros inclut i/ la décomptabilisation des actifs de connexion au réseau pour un montant de 4,5 milliards d'euros (ces actifs étant intégralement préfinancés par les usagers, il n'est plus attendu de flux de trésorerie) ainsi que ii/ l'alignement des valeurs comptables des actifs régulés sur celles retenues par l'Ofgem dans un environnement réglementaire

caractérisé historiquement par des durées d'amortissement plus courtes que celles retenues dans les comptes de UKPN.

- Autres passifs non courants comprenant les montants facturés aux usagers au titre des connexions au réseau décomptabilisés dans le bilan d'ouverture : l'obligation résiduelle évaluée à la juste valeur étant considérée comme nulle, l'ajustement ainsi constaté est une diminution du passif de 4,5 milliards d'euros.
- Dettes financières de 7 milliards d'euros.
- Provisions et passifs éventuels de 0,2 milliard d'euros : principalement liés à des risques fiscaux, à des contentieux et à d'autres risques identifiés.

Les actifs nets identifiables à la juste valeur (avant goodwill) s'élèvent à 4,6 milliards d'euros, conduisant à la constatation d'un goodwill résiduel de 7,7 milliards d'euros compte tenu du prix d'acquisition de 12,2 milliards d'euros.

Le goodwill reflète principalement les performances opérationnelles futures attendues, la croissance anticipée de la base d'actifs régulés ainsi que la valeur du savoir-faire des équipes de management.

L'allocation du prix d'acquisition est provisoire et pourra être ajustée au cours de la période d'évaluation, conformément à IFRS 3 – Regroupements d'entreprises.

Les coûts liés à l'acquisition, principalement constitués de frais de conseil, juridiques, fiscaux et d'évaluation, s'élèvent à 0,1 milliard d'euros. L'essentiel de ces coûts a été comptabilisé au cours du premier semestre 2026 sur la ligne « Effets de périmètre » du compte de résultat.

Depuis la date d'acquisition, UKPN a contribué au chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de 0,4 milliard d'euros et au résultat net à hauteur de 0,1 milliard d'euros. Si l'acquisition avait été réalisée au 1er janvier 2026, la contribution au chiffre d'affaires consolidé et au résultat net aurait été de l'ordre respectivement de 1,2 milliard d'euros et 0,25 milliard d'euros hors financement de l'acquisition.

L'acquisition de UKPN et ses filiales contribue à l'accroissement de l'exposition du Groupe à la devise monétaire de la livre sterling (Voir Note 7 « Instruments financiers »).

2.2 Autres faits marquants de la période

2.2.1 Signature d'une lettre d'intention entre l'État belge et ENGIE en vue de négociations exclusives relatives à l'acquisition potentielle des activités nucléaires d'ENGIE en Belgique

L'État belge et le Groupe ENGIE ont annoncé le 30 avril 2026 la signature d'une lettre d'intention définissant le cadre de négociations exclusives concernant l'acquisition potentielle, par l'État belge, de l'intégralité des activités nucléaires d'ENGIE (la « Transaction »).

La Transaction envisagée couvre l'ensemble des activités nucléaires actuellement détenues et exploitées par le Groupe, incluant l'intégralité du parc nucléaire composé de sept réacteurs, le personnel concerné, toutes les filiales nucléaires, ainsi que tous les actifs et passifs associés, y compris les obligations de démantèlement et de déclasserement.

Cette initiative reflète la décision stratégique du gouvernement belge d'assumer la propriété directe des actifs nucléaires du pays, conformément à son ambition de prolonger l'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de développer de nouvelles capacités nucléaires en Belgique.

Conformément à la lettre d'intention, l'État belge mène actuellement un examen complet (due diligence) des activités nucléaires. Les parties négocieront de bonne foi dans le but de conclure, d'ici au 1er octobre 2026, un protocole d'accord définissant les principales modalités et conditions de la Transaction. Les parties ont exprimé leur intention que la Transaction envisagée n'ait pas d'impact indu, ni négatif ni positif, sur la situation financière globale d'ENGIE et d'Electrabel.

Dans l'attente de l'issue des négociations, les parties ont convenu des dispositions provisoires appropriées afin de préserver la valeur et l'intégrité des activités nucléaires, incluant la suspension des travaux de démantèlement et de déclassement en cours, afin d'assurer que toutes les options possibles restent ouvertes pour l'État belge.

La signature de la lettre d'intention ne constitue pas un engagement ferme de conclure la Transaction. La réalisation de la Transaction reste soumise, entre autres, à la négociation et à la signature d'accords définitifs ainsi qu'à l'obtention des autorisations requises de la part des parties tierces et régulateurs.

En conséquence, la signature de la lettre d'intention est sans effet sur l'évaluation des actifs et des passifs relatifs aux activités nucléaires du Groupe dans les états financiers consolidés au 30 juin 2026 (voir Note 9.2.1). En particulier, les provisions nucléaires demeurent fondées sur les hypothèses retenues au 31 décembre 2025 (voir Note 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire » des états financiers consolidés au 31 décembre 2025).

2.2.2 Situation au Moyen-Orient

L'environnement géopolitique au Moyen-Orient demeure marqué par un niveau élevé d'incertitude. Le Groupe suit attentivement l'évolution de la situation et reste vigilant quant à la sécurité de ses collaborateurs, les éventuelles répercussions sur ses actifs, ses activités, ses projets et ses chaînes d'approvisionnement.

À la date d'arrêté des présents comptes, l'ensemble du personnel présent sur nos sites est sain et sauf, aucun de nos actifs n'a subi de dommages significatifs et aucun indice de perte de valeur n'a été identifié qui justifierait la comptabilisation d'une dépréciation.

Le Groupe s'appuie sur un dispositif de veille et de gestion des risques renforcé, mis en place lors de la crise de 2022, et adaptera, si nécessaire, les mesures appropriées en fonction de l'évolution du contexte géopolitique et de ses impacts potentiels sur ses opérations.

NOTE 3 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.

3.1 EBITDA

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

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 008	5 382
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(598)	209
Dotations nettes aux amortissements et autres	2 408	2 577
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	66	84
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(25)	8
EBITDA	7 858	8 259
Nucléaire	181	863
EBITDA hors Nucléaire	7 677	7 396

3.2 EBIT

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

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 008	5 382
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(598)	209
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(25)	8
EBIT	5 384	5 598
Nucléaire	121	503
EBIT hors Nucléaire	5 263	5 095

3.3 Résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg)

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2026	30 juin 2025
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		3 323	2 923
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		671	497
RÉSULTAT NET		3 994	3 419
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»		308	(54)
<i>Pertes de valeur</i>		14	28
<i>Restructurations</i>		52	62
<i>Effets de périmètre</i>	2.2	242	(190)
<i>Autres éléments non récurrents</i>		1	46
Autres éléments retraités		(880)	199
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>		(598)	209
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	6	-	18
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés</i>	6	(327)	-
<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>	6	64	(63)
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	6	(212)	78
<i>Autres effets impôts retraités ⁽¹⁾</i>		219	(50)
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		(25)	8
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		3 422	3 565
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		467	508
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		2 955	3 057

(1) Incluant le retraitement de l'impôt différé sur les déductions fiscales liées aux investissements de UKPN et de ses filiales pour un montant de 14 millions d'euros en date du 30 juin 2026.

3.4 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	30 juin 2026	31 déc. 2025
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	88 039	73 418
(+) Goodwill	20 893	13 110
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power</i> ⁽¹⁾	(7 078)	(7 042)
(+) Créances IFRS 16 et IFRIC 12 ⁽¹⁾	4 040	3 271
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	8 016	7 192
(+) Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires	6 138	5 654
(+) Marges Initiales	1 601	706
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	16 263	13 573
(-) <i>Appels de marge</i> ^{(1) (2)}	(4 168)	(2 307)
(+) Stocks	3 290	2 852
(+) Actifs de contrats	7 837	8 022
(+) Autres actifs courants et non courants	10 388	11 258
(+) Impôts différés	(7 470)	(5 410)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres</i> ^{(1) (2)}	279	(314)
(-) Provisions	(18 250)	(17 968)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)</i> ⁽¹⁾	657	550
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(18 546)	(17 226)
(+) <i>Appels de marge</i> ^{(1) (2)}	1 514	2 081
(-) Passifs de contrats	(4 502)	(4 057)
(-) Autres passifs courants et non courants	(15 139)	(16 189)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	93 803	71 174

(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.

3.5 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	30 juin 2026	30 juin 2025
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	6 635	7 454
Impôt décaissé	(414)	(423)
Variation du besoin en fonds de roulement	913	(10 505)
<i>Nucléaire - dépenses de démantèlement des installations et retraitement, stockage du combustible</i>	278	12 112
Intérêts reçus d'actifs financiers	138	215
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	2	(5)
Intérêts financiers versés	(830)	(663)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	222	256
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	31	254
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres</i>	(31)	(254)
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	6 943	8 441

3.6 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	30 juin 2026	30 juin 2025
Investissements corporels et incorporels	3 145	3 432
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis ⁽¹⁾	11 987	221
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	432	33
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	309	182
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	582	843
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	58	(8 964)
(+) Autres	(10)	13
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées ⁽²⁾	(262)	(609)
Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO ⁽³⁾	-	(104)
Actifs au titre du droit d'utilisation ⁽⁵⁾	128	122
(-) Investissements financiers Syntom / Cessions d'actifs financiers Syntom	(131)	8 318
(+) Variation de périmètre - Acquisitions ⁽⁴⁾	6 647	(28)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	22 885	3 461
(-) Investissements de maintenance ⁽⁵⁾	(1 326)	(1 237)
TOTAL INVESTISSEMENTS DE CROISSANCE	21 559	2 224

(1) Dont l'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited (« UKPN ») pour un prix net décaissé de 12 198 millions d'euros (voir Note 2.1 « Principales variations de périmètre »).

(2) Develop, Build, Own & Operate (DBOO).

(3) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus.

(4) Dont l'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited (« UKPN ») à hauteur de 6 646 millions d'euros (voir Note 2.1 « Principales variations de périmètre »).

(5) Les CAPEX incluent désormais les droits d'utilisation (IFRS 16), classés en croissance ou maintenance selon leur nature ; en 2025, ils sont entièrement présentés en maintenance. Ces droits d'utilisation sont sans impact sur les flux de trésorerie.

3.7 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	30 juin 2026	31 déc. 2025
(+) Emprunts à long terme	7	55 188	43 235
(+) Emprunts à court terme	7	14 237	11 333
(+) Instruments financiers passifs	7	12 791	12 001
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		(12 059)	(11 382)
(-) Autres actifs financiers	7	(14 384)	(12 789)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		6 404	5 714
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		2 256	1 732
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		4 262	3 859
(-) Trésorerie et équivalents de trésorerie	7	(13 537)	(14 507)
(-) Instruments financiers actifs	7	(12 377)	(11 467)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		12 140	11 173
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽¹⁾		54 922	38 902

(1) Dont endettement additionnel lié à l'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited (« UKPN ») (voir Note 2.1 « Principales variations de périmètre »).

3.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2026	31 déc. 2025
ENDETTEMENT FINANCIER NET	7	54 922	38 902
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et démantèlement des installations nucléaires	9	9 399	9 552
Autres passifs nucléaires	9	-	-
Provisions pour démantèlement des installations hors nucléaires	9	1 659	1 622
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites		(6)	427
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		288	315
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement		(265)	(265)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages		3 429	3 336
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		(2 239)	(2 151)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés		(699)	(787)
<i>(-) Sociétés régulées d'infrastructures</i>		466	436
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, et créances Electrabel envers EDF		(6 679)	(6 205)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		60 275	45 182

NOTE 4 INFORMATION SECTORIELLE

4.1 Secteurs reportables et secteurs opérationnels

ENGIE est organisé autour de :

- quatre *Global Business Units (GBU)* représentant les quatre métiers clés du Groupe : GBU Renouvelables & Flex Power, GBU Networks, GBU Local Energy Infrastructures, et GBU Supply & Energy Management ;
- un ensemble Autres comprenant deux entités opérationnelles : Nucléaire et Local Energy Infrastructures RoW (« Rest of World »), Tractebel ainsi que certaines *holdings*.

L'organisation est décrite dans la Note 6 « Information sectorielle » des états financiers consolidés au 31 décembre 2025. A compter de 2026, dans le contexte de l'acquisition de UKPN et ses filiales rattachées au métier Power Networks, les deux secteurs opérationnels Gas Networks et Power Networks constituent désormais deux secteurs reportables contre un seul en 2025.

4.2 Indicateurs clés par secteur reportable

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	30 juin 2026			30 juin 2025 ⁽¹⁾		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Renouvelables & Flex Power	4 778	1 502	6 280	4 920	1 362	6 283
<i>dont Renouvelables & Batteries</i>	2 870	197	3 067	2 749	114	2 863
<i>dont Gas Generation</i>	1 906	1 305	3 211	2 168	1 248	3 416
Networks	4 660	491	5 151	4 181	522	4 702
<i>dont Gas Networks</i>	4 036	482	4 518	3 924	512	4 436
<i>dont Power Networks</i>	623	9	632	255	10	264
Local Energy Infrastructures	4 378	64	4 442	4 531	134	4 666
Supply & Energy Management	21 287	1 928	23 215	23 121	2 160	25 281
<i>dont Energy Management</i>	2 914	1 638	4 552	3 385	1 881	5 266
<i>dont One BtoB</i>	12 650	197	12 847	12 875	97	12 972
<i>dont One BtoC</i>	5 722	94	5 816	6 798	183	6 981
Autres	1 604	256	1 860	1 313	1 769	3 082
<i>Nucléaire</i>	614	239	853	154	1 742	1 896
<i>Autres</i>	990	17	1 007	1 159	27	1 186
Elimination des transactions internes		(4 240)	(4 240)		(5 948)	(5 948)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	36 707	-	36 707	38 066	-	38 066

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	(1 654)	(2 020)
dont Renouvelables & Batteries	(358)	(675)
dont Gas Generation	(1 296)	(1 351)
Networks	(493)	(622)
dont Gas Networks	(453)	(489)
dont Power Networks	(28)	(123)
Local Energy Infrastructures	(3 080)	(3 131)
Supply & Energy Management	(18 485)	(20 300)
dont Energy Management	(1 910)	(3 040)
dont One BtoB	(11 726)	(11 144)
dont One BtoC	(4 844)	(6 079)
Autres	(858)	420
Nucléaire	(461)	891
Autres	(397)	(470)
TOTAL ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL ⁽²⁾	(24 570)	(25 652)

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

(2) Dont un produit net de 598 millions d'euros au 30 juin 2026 au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 209 millions d'euros au 30 juin 2025), notamment sur certaines positions de couverture économique gaz et électricité non documentées en couverture de flux de trésorerie, principalement chez Energy Management.

CHARGES DE PERSONNEL

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	(592)	(563)
dont Renouvelables & Batteries	(380)	(340)
dont Gas Generation	(173)	(188)
Networks	(1 206)	(1 028)
dont Gas Networks	(1 036)	(1 012)
dont Power Networks	(167)	(10)
Local Energy Infrastructures	(959)	(1 033)
Supply & Energy Management	(619)	(587)
dont Energy Management	(270)	(217)
dont One BtoB	(128)	(115)
dont One BtoC	(219)	(241)
Autres	(1 222)	(1 250)
Nucléaire	(198)	(200)
Autres	(1 024)	(1 050)
TOTAL CHARGES DE PERSONNEL	(4 598)	(4 462)

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	(783)	(659)
dont Renouvelables & Batteries	(593)	(488)
dont Gas Generation	(191)	(169)
Networks	(1 017)	(954)
dont Gas Networks	(945)	(942)
dont Power Networks	(71)	(10)
Local Energy Infrastructures	(206)	(221)
Supply & Energy Management	(208)	(234)
dont Energy Management	(77)	(86)
dont One BtoB	(34)	(50)
dont One BtoC	(97)	(97)
Autres	(193)	(509)
Nucléaire	(59)	(360)
Autres	(134)	(150)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(2 408)	(2 577)

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

EBITDA

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	2 605	2 650
dont Renouvelables & Batteries	1 960	1 802
dont Gas Generation	669	859
Networks	2 994	2 680
dont Gas Networks	2 616	2 570
dont Power Networks	391	124
Local Energy Infrastructures	455	463
Supply & Energy Management	1 755	1 774
dont Energy Management	607	458
dont One BtoB	592	953
dont One BtoC	558	370
Autres	(132)	(172)
Autres	(132)	(172)
TOTAL EBITDA hors Nucléaire	7 677	7 396
Nucléaire	181	863
TOTAL EBITDA	7 858	8 259

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

EBIT

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	1 819	1 989
dont Renouvelables & Batteries	1 366	1 313
dont Gas Generation	477	690
Networks	1 976	1 722
dont Gas Networks	1 671	1 624
dont Power Networks	320	114
Local Energy Infrastructures	248	241
Supply & Energy Management	1 549	1 543
dont Energy Management	531	375
dont One BtoB	558	903
dont One BtoC	461	273
Autres	(329)	(400)
Autres	(329)	(400)
TOTAL EBIT hors Nucléaire	5 263	5 095
Nucléaire	121	503
TOTAL EBIT	5 384	5 598

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN EQUIVALENCE

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	228	241
dont Renouvelables & Batteries	98	81
dont Gas Generation	130	160
Networks	191	225
dont Gas Networks	187	222
dont Power Networks	4	3
Local Energy Infrastructures	53	39
Supply & Energy Management	3	5
dont Energy Management	-	-
dont One BtoB	3	5
dont One BtoC	-	-
Autres	52	6
Nucléaire	34	-
Autres	18	6
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	527	516

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	30 juin 2026	31 déc. 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	37 051	35 160
dont Renouvelables & Batteries	32 671	30 388
dont Gas Generation	4 515	4 883
Networks	43 757	24 831
dont Gas Networks	22 091	22 706
dont Power Networks	21 681	2 103
Local Energy Infrastructures	7 177	6 837
Supply & Energy Management	4 442	4 018
dont Energy Management	2 538	4 229
dont One BtoB	1 888	257
dont One BtoC	24	(462)
Autres	1 376	327
Nucléaire	(1 662)	(1 646)
Autres	3 038	1 973
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	93 803	71 174

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾⁽²⁾
Renouvelables & Flex Power	1 832	1 524
dont Renouvelables & Batteries	1 666	1 334
dont Gas Generation	168	186
Networks ⁽³⁾	20 208	1 032
dont Gas Networks	851	828
dont Power Networks	7 047	197
Local Energy Infrastructures	352	336
Supply & Energy Management	222	234
dont Energy Management	11	4
dont One BtoB	-	-
dont One BtoC	-	1
Autres	270	334
Nucléaire	106	142
Autres	164	192
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	22 885	3 461

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

(2) Les CAPEX incluent désormais les droits d'utilisation (IFRS 16), classés en croissance ou maintenance selon leur nature ; en 2025, ils sont entièrement présentés en maintenance. Ces droits d'utilisation sont sans impact sur les flux de trésorerie

(3) Dont l'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited (« UKPN ») pour un prix net décaissé de 12 198 millions d'euros et des dettes financières nettes de 6 646 millions d'euros à la date de prise de contrôle (voir Note 2.1 « Principales variations de périmètre »).

CAPEX DE CROISSANCE

En millions d'euros	30 juin 2026	30 juin 2025 ⁽¹⁾⁽²⁾
Renouvelables & Flex Power	1 617	1 273
dont Renouvelables & Batteries	1 540	1 189
dont Gas Generation	79	80
Networks ⁽³⁾	19 389	394
dont Gas Networks	211	194
dont Power Networks	6 867	193
Local Energy Infrastructures	291	266
Supply & Energy Management	140	136
dont Energy Management	9	24
dont One BtoB	71	38
dont One BtoC	60	63
Autres	122	156
Nucléaire	68	82
Autres	54	74
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	21 559	2 224

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1^{er} janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

(2) Les CAPEX incluent désormais les droits d'utilisation (IFRS 16), classés en croissance ou maintenance selon leur nature ; en 2025, ils sont entièrement présentés en maintenance. Ces droits d'utilisation sont sans impact sur les flux de trésorerie.

(3) Dont l'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited (« UKPN ») pour un prix net décaissé de 12 198 millions d'euros et des dettes financières nettes de 6 646 millions d'euros à la date de prise de contrôle (voir Note 2.1 « Principales variations de périmètre »).

4.3 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.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	30 juin 2026	30 juin 2025	30 juin 2026	31 déc. 2025
France	14 283	15 579	30 550	30 459
Belgique	4 335	4 045	(5 257)	400
Autres Union européenne	8 525	8 875	15 693	9 109
Royaume-Uni	2 600	2 382	21 204	2 168
Autres pays d'Europe	341	267	254	61
Amérique du Nord	2 799	2 890	11 569	11 051
Asie, Moyen-Orient et Océanie	1 256	1 618	4 291	3 758
Amérique du Sud	2 461	2 250	13 941	12 626
Afrique	108	160	1 558	1 543
TOTAL	36 707	38 066	93 803	71 174

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 5 VENTES

5.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (voir Note 7 «Ventes» des états financiers consolidés au 31 décembre 2025).

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 :

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	30 juin 2026
Renouvelables & Flex Power	20	4 110	152	268	228	4 778
dont Renouvelables & Batteries	-	2 564	68	101	137	2 870
dont Gas Generation	20	1 546	84	165	92	1 906
Networks	133	12	4 056	327	132	4 660
dont Gas Networks	131	9	3 689	203	2	4 036
dont Power Networks	-	3	366	124	130	623
Local Energy Infrastructures	84	2 058	44	2 169	23	4 378
Supply & Energy Management	9 278	11 174	397	75	363	21 287
dont Energy management	2 067	529	131	3	184	2 914
dont One BtoB	4 080	8 163	223	8	175	12 650
dont One BtoC	3 131	2 482	43	64	3	5 722
Autres	7	200	5	1 374	19	1 604
Nucléaire	-	156	1	454	2	614
Autres	7	43	4	920	16	990
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	9 522	17 555	4 654	4 213	765	36 707

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, et O&M	Autres	30 juin 2025 ⁽¹⁾
Renouvelables & Flex Power	103	4 248	143	271	155	4 920
dont Renouvelables & Batteries	-	2 483	54	99	114	2 749
dont Gas Generation	103	1 765	90	169	41	2 168
Networks	75	8	3 698	299	100	4 181
dont Gas Networks	73	8	3 679	160	4	3 924
dont Power Networks	-	-	20	139	96	255
Local Energy Infrastructures	107	2 130	51	2 209	35	4 531
Supply & Energy Management	10 439	11 487	357	158	679	23 121
dont Energy management	1 339	1 265	205	20	556	3 385
dont One BtoB	5 249	7 477	111	16	23	12 875
dont One BtoC	3 851	2 745	41	78	83	6 798
Autres	8	41	5	1 236	22	1 313
Nucléaire	-	1	2	137	15	154
Autres	8	41	3	1 100	8	1 159
TOTAL CHIFFRES D'AFFAIRES	10 732	17 914	4 255	4 173	992	38 066

(1) Certains reclassements internes, qui n'ont pas d'impact sur le total, ont été effectués entre les métiers, au 1er janvier 2026. Les reclassements internes sont non matériels. Les données comparatives au 30 juin 2025 ont été retraitées en conséquence.

5.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

5.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	30 juin 2026	31 déc. 2025
Créances commerciales et autres débiteurs	16 263	13 573
Dont IFRS 15	6 798	6 101
Dont non-IFRS15 ⁽¹⁾	9 464	7 473
Actifs de contrats	7 837	8 022
Produits à recevoir et factures à établir	6 088	5 547
Gaz et électricité en compteur ⁽²⁾	1 749	2 475

(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 d'acomptes reçus.

5.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	30 juin 2026			31 déc. 2025		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	508	3 994	4 502	451	3 606	4 057
Avances et acomptes reçus	38	2 686	2 724	31	3 083	3 114
Produits constatés d'avance	470	1 308	1 778	419	524	943

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	Charges	Produits	30 juin 2026	Charges	Produits	30 juin 2025
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 176)	-	(1 176)	(1 006)	-	(1 006)
Coût des dettes de location	(84)	-	(84)	(82)	-	(82)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(10)	-	(10)	(19)	-	(19)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	-	-	(18)	-	(18)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie	-	239	239	-	292	292
Coûts d'emprunts capitalisés	106	-	106	161	-	161
Coût de la dette	(1 163)	239	(924)	(963)	292	(671)
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	-	327	327	-	-	-
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés ⁽¹⁾	-	327	327	-	-	-
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(69)	-	(69)	(74)	-	(74)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(202)	-	(202)	(346)	-	(346)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(59)	-	(59)	65	-	65
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(6)	215	209	(82)	11	(71)
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	12	12	-	64	64
Autres	(195)	238	43	(359)	386	27
Autres produits et charges financiers	(531)	464	(67)	(796)	461	(336)
RÉSULTAT FINANCIER	(1 694)	1 030	(665)	(1 759)	752	(1 007)

(1) Ce montant de 327 millions d'euros comprend un gain de 320 millions d'euros provenant d'une remise du concédant, liée au remboursement anticipé des dettes de deux concessions hydrauliques brésiliennes dont le montant résiduel s'élève à 372 millions d'euros au 30 juin 2026.

NOTE 7 INSTRUMENTS FINANCIERS

7.1 Actifs financiers

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	30 juin 2026			31 déc. 2025		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers		11 913	2 471	14 384	10 208	2 581	12 789
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 996	-	1 996	1 463	-	1 463
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		261	-	261	269	-	269
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		2 368	-	2 368	2 015	-	2 015
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		1 986	631	2 616	2 021	858	2 879
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		5 303	1 840	7 143	4 441	1 723	6 164
Créances commerciales et autres débiteurs	5.2	-	16 263	16 263	-	13 491	13 491
Actifs de contrats	5.2	5	7 832	7 837	16	8 006	8 022
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	13 537	13 537	-	14 507	14 507
Instruments financiers dérivés	7.4	5 320	7 057	12 377	5 347	6 202	11 549
TOTAL		17 238	47 160	64 398	15 572	44 786	60 358

7.2 Passifs financiers

Les différents passifs financiers au 30 juin 2026 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2026			31 déc. 2025		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	7.3	55 188	14 237	69 425	43 235	11 333	54 568
Fournisseurs et autres créanciers		-	18 546	18 546	-	16 606	16 606
Passifs de contrats	5.2	508	3 994	4 502	451	3 606	4 057
Instruments financiers dérivés	7.4	5 843	6 947	12 791	7 083	5 537	12 621
Autres passifs financiers		88	-	88	87	-	87
TOTAL		61 628	43 725	105 353	50 856	37 083	87 939

7.3 Endettement financier net

7.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros		30 juin 2026			31 déc. 2025		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	36 503	3 415	39 917	32 450	2 877	35 327
	Emprunts bancaires	7 437	630	8 067	6 467	596	7 063
	Titres négociables à court terme	-	5 596	5 596	-	5 705	5 705
	Dettes de location	3 323	376	3 699	3 210	464	3 674
	Autres emprunts	7 925	3 934	11 859	1 108	1 490	2 598
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	286	286	-	201	201
	TOTAL EMPRUNTS	55 188	14 237	69 425	43 235	11 333	54 568
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net ⁽¹⁾	(183)	(1 278)	(1 461)	(257)	(1 227)	(1 484)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(13 537)	(13 537)	-	(14 507)	(14 507)
Instruments financiers	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	389	106	495	305	20	325
ENDETTEMENT FINANCIER NET		55 394	(472)	54 922	43 283	(4 381)	38 902

(1) Comprend notamment les actifs adossés aux financements pour 89 millions d'euros, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie pour 722 millions d'euros et les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif pour 650 millions d'euros (contre respectivement 78, 1 035 et 371 millions d'euros au 31 décembre 2025).

La juste valeur des emprunts (hors dettes de location) s'élève au 30 juin 2026 à 64 608 millions d'euros, pour une valeur comptable de 65 600 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 6 « Résultat financier ».

7.3.2 Description des principaux événements de la période

7.3.2.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement financier net

Au cours du premier semestre 2026, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 627 millions d'euros, dont 139 millions d'euros sur le dollar américain et 381 millions d'euros sur le real brésilien.

L'acquisition de UK Power Networks Holdings Limited (« UKPN ») s'est traduite par un accroissement des dettes financières nettes de 6 646 millions d'euros à la date de prise de contrôle hors financement de l'acquisition.

7.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours du premier semestre 2026 :

	Entité	Type	Devise	Coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Montant en cours (en millions de devises)	Montant en cours (en millions d'euros)
Emissions								
	EBE Renewables	obligations	BRL	6,25%+IPCA	13/03/2026	15/02/2038	2 000	325
	ENGIE SA	obligations	AUD	5,485%	24/06/2026	24/06/2031	550	332
	ENGIE SA	obligations	AUD	6,1%	24/06/2026	24/06/2036	300	181
Remboursements								
	ENGIE SA (GDF SUEZ)	obligations	€	1%	13/03/2015	13/03/2026	750	750
	ENGIE SA (GDF SUEZ)	obligations	€	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1 246	1 246

7.4 Instruments financiers dérivés

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	30 juin 2026						31 déc. 2025					
	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	195	42	237	584	148	732	251	43	294	556	63	619
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	3 414	6 989	10 403	3 422	6 740	10 163	3 321	6 115	9 436	5 160	5 424	10 584
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 711	26	1 737	1 837	60	1 896	1 775	44	1 819	1 367	51	1 418
TOTAL	5 320	7 057	12 377	5 843	6 947	12 791	5 347	6 202	11 549	7 083	5 537	12 621

(1) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

Au cours du premier semestre 2026, le Groupe n'a procédé à aucun changement significatif de classification d'instruments financiers et n'a constaté aucun transfert significatif entre différents niveaux de juste valeur.

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 dans l'état de situation financière au 30 juin 2026 de l'ordre de 5,3 milliards d'euros et porte principalement sur des dérivés OTC conclus avec des contreparties pour lesquelles les conditions contractuelles prévoient un règlement net des transactions ainsi qu'un accord de collatéralisation (appels de marge).

NOTE 8 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque et contrôle interne» du Document d'enregistrement universel 2025.

8.1 Risques de marché

8.1.1 Risques de marché sur matières premières

8.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 30 juin 2026 sont présentées dans le tableau ci-après.

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 où elles ne comprennent notamment pas les sensibilités sur les éléments couverts sous-jacents (contrats d'achat et de vente de matières premières), non comptabilisés en juste valeur.

Analyse de sensibilité ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	30 juin 2026		31 déc. 2025	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les autres éléments du résultat global avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les autres éléments du résultat global avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	(5)	10	-	42
Gaz naturel - Europe	-30 €/MWh (-10 €/MWh en 2025)	925	(3 945)	238	(1 320)
Gaz naturel - Europe	+30 €/MWh (+10 €/MWh en 2025)	(1 026)	3 945	(254)	1 320
Gaz naturel - Reste du monde	+3 €/MWh	16	161	40	189
Electricité - Europe	-20 €/MWh	(29)	(1 091)	24	(1 204)
Electricité - Europe	+20 €/MWh	22	1 091	(27)	1 204
Electricité - Reste du monde (essentiellement US)	+5 €/MWh	(647)	-	(634)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	-5 €/ton (NA en 2025)	17	(2)	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+5 €/ton (+2 €/ton en 2025)	(17)	2	37	-
EUR/USD	+10%	(41)	28	(2)	182
EUR/GBP	+10%	(6)	-	6	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de *portfolio management*.

8.1.1.2 Activités de *trading*

Les entités réalisant les activités de *trading* du Groupe interviennent sur les marchés organisés ou de gré à gré sur des instruments dérivés tels 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 *Value at Risk* (VaR) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La VaR représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte

tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	30 juin 2026	2026 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2026 ⁽²⁾	Minimum 2026 ⁽²⁾	2025 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	10	12	21	7	12
(1) Moyenne des <i>VaR</i> quotidiennes.					
(2) Maximum et minimum observés des <i>VaR</i> quotidiennes en 2026.					

8.2 Risque de change et de taux d'intérêt

8.2.1 Risque de change

L'acquisition de UKPN et ses filiales a accru l'exposition du Groupe sur la devise livre sterling, principalement au risque de change translationnel (note 15.1.5 des états financiers au 31 décembre 2025). Le Groupe a couvert cette exposition par la mise en place d'instruments financiers de type *cross currency swaps*.

Aux bornes de UKPN, le risque de change associé à son endettement net en devise est intégralement couvert.

8.2.2 Risque de taux d'intérêt

À la suite de l'acquisition de UKPN, l'endettement financier net du Groupe après couverture demeure majoritairement à taux fixe, limitant ainsi son exposition au risque de variation des taux d'intérêt.

8.3 Risque de liquidité

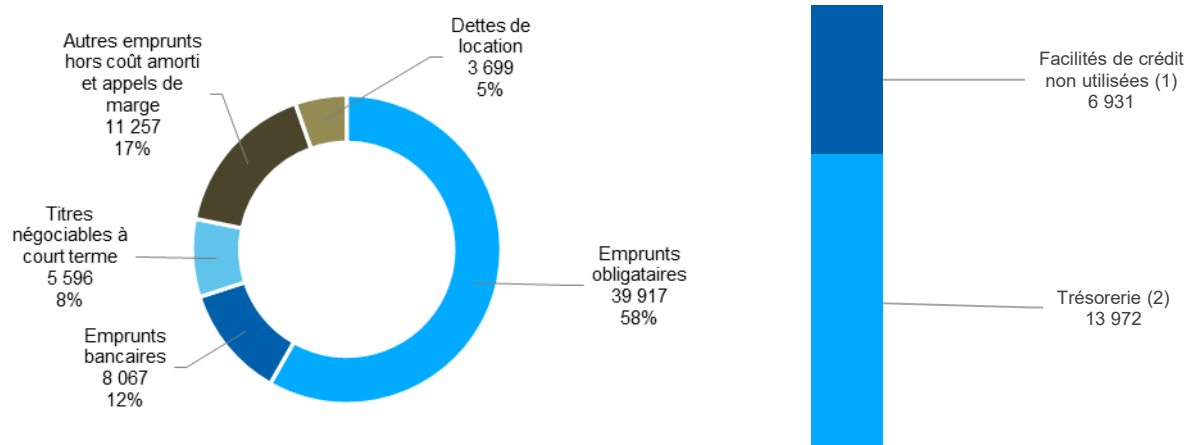
Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché, qui sont un moyen d'atténuer, par le biais de sûretés, le risque de contrepartie sur les instruments de couverture.

Les différentes actions menées par le Groupe lui permettent de garantir un niveau de liquidité élevé et renforcé, et n'ont pas connu de changement significatif depuis le 31 décembre 2025.

Diversification des sources de financement et liquidité

En millions d'euros

20 903 millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme.

(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie pour 13 537 millions d'euros, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net pour 722 millions d'euros, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie pour 287 millions d'euros.

8.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières**Flux contractuels non actualisés sur l'encours des emprunts par date de maturité**

En millions d'euros	2026	2027	2028	2029	2030	Au-delà de 5 ans	Total au 30 juin 2026 ⁽¹⁾	Total au 31 déc. 2025
Emprunts obligataires	780	3 354	3 184	3 756	3 159	25 686	39 917	35 327
Emprunts bancaires	462	655	624	589	672	5 066	8 067	7 063
Titres négociables à court terme	5 546	50					5 596	5 705
Dettes de location	226	645	437	412	376	3 041	3 699	3 674
Autres emprunts hors coût amorti et appels de marge	98	3 013	646	4 814	369	2 318	11 257	2 010
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	286	-					286	201

(1) Les dettes de location inscrites au passif du bilan consolidé sont évaluées à leur valeur actualisée, conformément aux dispositions de la norme IFRS 16.

NOTE 9 PROVISIONS

<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
AU 31 DÉCEMBRE 2025	4 217	9 552	1 622	2 578	17 968
Dotations	156	14	5	261	436
Reprises pour utilisation	(206)	(291)	(46)	(372)	(915)
Reprises pour excédent	-	-	-	(18)	(18)
Variation de périmètre	(1)	-	1	318	318
Effet de la désactualisation	78	124	27	10	239
Écarts de change	6	-	39	14	59
Autres	386	-	12	(235)	162
AU 30 JUIN 2026	4 636	9 399	1 659	2 556	18 250
Non courant	4 357	9 118	1 608	647	15 730
Courant	279	281	51	1 909	2 520

9.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Les taux d'actualisation ont baissé d'environ 15 points de base principalement sur le périmètre France et restent stables sur l'ensemble des autres zones géographiques, augmentant ainsi le montant des engagements d'environ 0,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2025.

9.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

9.2.1 Lettre d'intention entre l'État belge et ENGIE en vue de négociations exclusives relatives à l'acquisition potentielle des activités nucléaires d'ENGIE en Belgique

Le Groupe a signé, le 30 avril 2026, une lettre d'intention avec l'État belge définissant le cadre de négociations exclusives relatives à l'acquisition potentielle de l'intégralité de ses activités nucléaires (voir Note 2.2). Cette lettre d'intention est sans effet sur l'évaluation des provisions nucléaires qui demeurent fondées sur les hypothèses retenues au 31 décembre 2025 (voir Note 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire » des états financiers consolidés au 31 décembre 2025).

Pour rappel, en l'absence d'avis de la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) dans le cadre du processus de révision triennale initié en 2025, conformément à la loi belge, le Groupe a estimé que les dernières hypothèses revues et approuvées par la CPN dans son avis définitif rendu le 7 juillet 2023 lors de l'exercice de révision triennale précédant, complété par l'avis du 24 juin 2024 relatif à l'évaluation de l'impact de la prolongation de Doel 4 et Tihange 3, demeuraient les plus adéquates, pour l'établissement des provisions nucléaires au 31 décembre 2025.

Une évolution du cadre législatif belge intervenue le 9 juillet 2026 a autorisé la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) à suspendre la revue triennale en cours, dans le contexte des négociations engagées avec l'Etat belge, celles-ci pouvant remettre en cause le scénario industriel retenu jusqu'alors.

9.2.2 Actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires

Les actifs financiers dédiés à la couverture des provisions nucléaires sont présentés dans la Note 17.2.4 des états financiers consolidés au 31 décembre 2025. Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie ont évolué comme suit sur le premier semestre 2026 :

En millions d'euros	30 juin 2026	31 déc. 2025
Trésorerie en attente de placement et OPCVM monétaires ⁽¹⁾	138	547
Total des prêts et créances au cout amorti	138	547
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	1 745	1 221
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	23	23
Instruments de capitaux propres à la juste valeur	1 767	1 244
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	2 368	2 015
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 884	1 834
Instruments de dette à la juste valeur	4 252	3 849
Total Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	6 020	5 093
Instruments financiers dérivés	(20)	13
TOTAL	6 138	5 653

(1) N'inclut pas les stocks d'uranium qui s'élèvent à 239 millions d'euros au 30 juin 2026, contre 243 millions d'euros au 31 décembre 2025.

9.3 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires – Infrastructures gazières en France

Suite à la publication du décret d'application de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 3) le 13 février 2026 (voir note 17.3.1 des Notes aux états financiers consolidés 2025), le gouvernement a publié en avril 2026 le Plan d'électrification de la France comprenant des mesures destinées à réduire la consommation d'énergies fossiles et accélérer l'électrification des usages notamment par des mesures incitatives pour favoriser le remplacement des chaudières à gaz par des solutions énergétiques décarbonées et par le lancement de 100 territoires d'électrification.

Par ailleurs la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié, le 1er juillet 2026, son rapport relatif à l'avenir des infrastructures gazières à l'horizon 2050 auquel les opérateurs ont contribué. Ce rapport confirme le rôle essentiel de ces infrastructures dans la transition énergétique française, en soulignant leur contribution à la sécurité d'approvisionnement, à la résilience du système énergétique, à l'ancrage territorial de la transition ainsi qu'au développement des gaz renouvelables.

Dans ce contexte, le recul progressif de la consommation de gaz fossile implique une adaptation et une transformation des infrastructures gazières afin d'accompagner le développement du biométhane, des autres gaz renouvelables et des solutions de flexibilité nécessaires au système énergétique. Le rapport souligne que cette transition devra s'inscrire dans un cadre économiquement soutenable et confirme la nécessité de mécanismes tarifaires pour financer les coûts échoués et de démantèlement qui pourraient survenir du fait de la baisse de la consommation de gaz dans les décennies à venir.

Enfin la troisième stratégie nationale bas carbone (SNBC 3), qui fixe les nouveaux budgets carbone de 2024 à 2038, est entrée en vigueur via un décret publié le 18 juillet 2026.

Le Groupe a considéré que ces publications ne remettent pas en cause à date le scénario de mix énergétique du Groupe à l'horizon 2050, les hypothèses d'utilisation à long terme des infrastructures gazières en France ni les positions retenues par le Groupe concernant le démantèlement des infrastructures gazières en France, telles que décrites en note 17.3.1 des Notes aux états financiers consolidés 2025.

Le Groupe continuera à suivre les politiques publiques existantes ou à venir et à apprécier leurs éventuelles incidences sur les positions comptables.

NOTE 10 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées sont décrites dans la Note 20 des états financiers consolidés au 31 décembre 2025. Seules les évolutions significatives sont décrites ci-dessous.

10.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

10.1.1 Relations avec l'État français

Suite à l'augmentation de capital intervenue en février 2026, ayant donné lieu à l'émission de 107 142 857 actions nouvelles et portant le nombre total d'actions à 2 542 427 868, dans le cadre du financement partiel de l'acquisition de UK Power Networks, la participation de l'État français dans le capital d'ENGIE s'établit désormais à 22,64 %, contre 23,64 % au 31 décembre 2025.

En termes de droits de vote, l'État français détient 33,80 % des droits de vote théoriques (contre 34,15 % à fin décembre 2025) et 33,86 % des droits de vote exerçables, reflétant notamment l'effet des droits de vote double attachés aux actions inscrites au nominatif depuis plus de deux ans.

NOTE 11 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

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

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

11.1 Nucléaire

11.1.1 Recours en annulation devant la Cour constitutionnelle belge contre la loi Phoenix

Cinq universités flamandes et cinq universités francophones ont chacune introduit un recours devant la Cour constitutionnelle en vue d'obtenir l'annulation de certains articles de la loi relative à la sécurité énergétique et à la réforme de l'énergie nucléaire, dite loi Phoenix. Ces recours concernent les articles de la loi relatifs (i) aux montants forfaitaires à payer, notamment par Electrabel, pour obtenir le transfert de la responsabilité financière à l'établissement public Hedera pour la gestion des déchets radioactifs et du combustible usé des centrales nucléaires de Doel et de Tihange (ii) aux conditions du transfert opérationnel de ces déchets et combustibles usés entre Electrabel et l'Agence nationale des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies, et (iii) les protections dont bénéficient Electrabel, ENGIE (et Luminus) dans certains cas énumérés aux articles 39 à 41 de la loi Phoenix, qui causent des pertes directes à l'une de ces parties. Les parties requérantes soutiennent principalement que les articles dont l'annulation est demandée créent une discrimination et une violation du principe d'égalité protégé notamment par la Constitution, ainsi qu'une violation du principe du pollueur-payeur consacré par le traité EURATOM et la directive 2011/70/Euratom du Conseil établissant un cadre communautaire pour la gestion responsable et sûre du combustible usé et des déchets radioactifs. Electrabel a introduit, le 17 février 2025, une demande d'intervention pour défendre ses intérêts. Par arrêt du 18 mai 2026, la Cour a rejeté le recours. L'affaire est close.

11.2 Supply & Energy Management

11.2.1 GPE

ENGIE avait 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 résultait de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats. Cette situation complexe a conduit chacune des parties à renoncer à leurs demandes et à mettre fin de manière définitive à l'arbitrage à la fin du premier semestre 2026.

11.3 Autres

11.3.1 Pologne – procédure concurrence

Le 7 novembre 2019, une amende de 172 millions de zlotys polonais (40 millions d'euros) a été infligée à ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG («EEMHS») pour ne pas avoir répondu à une demande de communication de documents de l'Autorité de la concurrence polonaise («UOKiK») dans le cadre d'une procédure ouverte par le UOKiK qui suspecte un potentiel défaut de notification de la part d'EEMHS et d'autres investisseurs financiers impliqués dans le financement du gazoduc Nord Stream 2 (procédure principale). EEMHS a interjeté appel devant la Cour de Protection de la Concurrence. Le 7 novembre 2023, la Cour a réduit la sanction à environ 100 000 euros. Le UOKiK a fait appel de cette décision devant la Cour d'appel de Varsovie (2nd degré). Le 21 octobre 2025, la Cour d'appel de Varsovie (2nd degré) a confirmé les décisions du tribunal de première instance, confirmé le montant de 100 000 euros et reconnu le bien-fondé des arguments avancés par EEMHS. Le UOKiK n'a pas déposé de pourvoi en cassation. La procédure est définitivement close.

11.4 Networks

11.4.1 Brésil - Contestation d'un amortissement de survalueur et de charges financières

En 2019, Transportadora Associada de Gas («TAG») a été acquise dans le cadre d'un processus d'appel d'offres concurrentiel. Compte tenu de l'ampleur de la transaction et de la nécessité d'obtenir un financement auprès de prêteurs locaux et internationaux, l'acquisition a été structurée par le biais d'un consortium formé par Alianca, une entité brésilienne acquise par ENGIE, et un tiers.

TAG a ensuite absorbé Alianca par le biais d'une fusion inversée, comme l'exigeaient les contrats de prêt. Cette transaction a donné lieu à la comptabilisation d'une plus-value et d'un goodwill dans ses comptes, tous deux amortissables en vertu de la législation comptable et fiscale applicable.

L'administration fiscale brésilienne conteste la déduction par TAG d'un mais-valia et d'un amortissement d'une survalueur et de charges financières en 2019 et 2020 suite à la fusion de la société d'acquisition de TAG et cette dernière en raison du non-respect présumé des exigences légales.

Le redressement, s'élève pour les exercices 2019 et 2020, respectivement à environ 864 millions de reals brésiliens (561 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE) et 2 722 millions de reals brésiliens (1 770 millions de reals brésiliens en quote-part ENGIE).

Après des décisions défavorables en première instance administrative, la société a formé un recours administratif devant une Cour d'appel administrative (CARF) concernant l'exercice 2019. Le 25 juin 2026, cet organe a donné raison à TAG à l'unanimité pour l'exercice 2019, tant sur l'amortissement fiscal du goodwill et de la plus-value (mais-valia) que sur la déductibilité des intérêts, y compris avec le vote favorable des représentants de l'administration fiscale. La décision peut encore faire l'objet d'un recours administratif devant la Chambre supérieure (CSRF). En cas de confirmation par le CSRF, l'administration fiscale ne pourrait pas saisir les tribunaux judiciaires.

La CARF ne s'est pas encore prononcée concernant le redressement afférent à l'exercice 2020.

L'administration fiscale continue ses contrôles sur l'exercice 2021.

11.4.2 Royaume-Uni – UK Power Networks

Le 7 mai 2026, ENGIE a acquis le groupe UK Power Networks (« UKPN »), lequel est engagé dans un contentieux fiscal relatif à des demandes de réduction d'impôt sur les sociétés au titre du régime britannique de *consortium relief*. Ces demandes, formulées entre 2011 et 2016, ont permis à UKPN d'imputer sur ses bénéfices imposables des pertes transférées par le groupe H3G, pour un montant total d'environ 597 millions de livres sterling.

L'administration fiscale britannique (HMRC) conteste ces demandes sur deux fondements de droit fiscal britannique. D'une part, [sur le fondement de la section 144(3) du Corporation Tax Act 2010 (« CTA 2010 »)], HMRC considère que le droit au *relief* devrait être limité à environ 40 %, correspondant à l'intérêt économique direct apprécié au regard du droit aux profits résiduels, et non aux 74,64 % de droits de vote retenus par UKPN. D'autre part, [sur le fondement de la section 146B du CTA 2010, qui constitue une règle anti-abus], HMRC soutient que certaines caractéristiques de l'acquisition initiale de UKPN intervenue en octobre 2010 constitueraient un schéma dont l'un des objectifs principaux était l'obtention d'un avantage fiscal, ce qui conduirait à une réduction de 50 % du montant du *relief* autorisé.

Ces arguments ont donné lieu à une décision défavorable du *First-tier Tribunal* rendue le 10 juin 2025, qui a statué contre UKPN sur l'ensemble des points en litige. UKPN a interjeté appel de cette décision et l'Upper Tribunal a accordé l'autorisation d'appel sur l'ensemble des moyens soulevés. L'audience devant l'*Upper Tribunal* est prévue en novembre 2026.

NOTE 12 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

12.1 Participation d'Engie SA dans Jirau Energia S.A.

Engie Brasil Energia (EBE), détenue à hauteur de 68,7% par le Groupe Engie, a procédé en date du 14 juillet à une augmentation de capital de 1,4 milliard d'euros (8,4 milliards de reais brésiliens) souscrite en trésorerie à hauteur de 0,4 milliard d'euros (2,6 milliards de reais brésiliens) par l'actionnariat minoritaire et en nature à hauteur de 1 milliard d'euros (5,7 milliards de reais) par l'apport des titres de la société Jirau Energia S.A. par Engie Brasil Participações (EBP), détenue à 100%. À l'issue de cette opération dont l'impact sur l'endettement net du Groupe se monte à 0,4 milliard d'euros, la participation d'Engie dans Jirau Energia S.A. passe de 40% à 27.5%.

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

Personne responsable du Rapport Financier Semestriel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Rapport Financier Semestriel

«J'atteste que, à ma connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2026 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes semestriels, des principales transactions entre parties liées, et qu'il décrit les principaux risques et les principales incertitudes auxquels le Groupe est exposé pour les six mois restants de l'exercice.»

La Garenne-Colombes, le 30 juillet 2026

La Directrice Générale

Catherine MacGregor

05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes consolidés condensés semestriels de la société ENGIE, relatifs à la période du 1er janvier 2026 au 30 juin 2026, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes consolidés condensés semestriels ont été établis sous la responsabilité du conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

1. Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France.

Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes consolidés condensés semestriels avec la norme IAS 34, norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

2. Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes consolidés condensés semestriels sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés condensés semestriels.

Paris-La Défense, le 30 juillet 2026

Les commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Laurence Dubois

Nadia Laadouli

KPMG SA

Baudouin Griton

Agathe Labaquère

Société anonyme au capital de 2 542 427 868 euros

**Siège social : 67, rue Jules Ferry
92250 La Garenne-Colombes – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00**

**SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651
engie.com**

