

## Résultats d'ENGIE au 30 septembre 2025

De bons résultats et une forte génération de cash  
Guidance 2025 confirmée, dans le haut de la fourchette

### Faits marquants

- Bonne exécution dans les activités *Renewables & BESS* avec 55 GW de capacités installées et 6 GW en cours de construction au 30 septembre
- Accélération dans la signature de contrats d'achat d'électricité (PPAs) au 3<sup>ème</sup> trimestre avec plus de 3 GW conclus depuis le début de l'année
- Expansion dans les actifs flexibles en Italie, en Roumanie et en Belgique
- Redémarrage du réacteur Doel 4 et versement du dernier paiement permettant la clôture définitive du transfert des provisions pour déchets nucléaires en Belgique

### Performance financière

- EBIT hors nucléaire à 6,3 Md€, en baisse organique de 7,3 % dans un contexte de diminution des prix et de fort recul des volumes hydrologiques
- Contribution élevée de 477 M€ du plan de performance, sécurisant la trajectoire des résultats pour la fin d'année
- Forte génération de cash avec un *CCFO*<sup>1</sup> de 11,4 Md€
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique / EBITDA à 3,2x et une dette nette économique en recul de 1,4 Md€ à 46,4 Md€
- *Guidance* 2025 confirmée avec un *RNRpg*<sup>2</sup> désormais attendu dans le haut de la fourchette de 4,4 Md€ à 5,0 Md€

### Chiffres clés au 30 septembre 2025

En milliards d'euros	30 septembre 2025	30 septembre 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>52,8</b>	52,6	+ 0,2 %	+ 1,8 %
<b>EBITDA (hors Nucléaire)</b>	<b>9,8</b>	10,4	- 6,2 %	- 3,9 %
<b>EBITDA</b>	<b>10,8</b>	12,0	- 10,2 %	- 8,3 %
<b>EBIT (hors Nucléaire)</b>	<b>6,3</b>	7,1	- 10,5 %	- 7,3 %
<b>Capex<sup>3</sup></b>	<b>5,6</b>	6,9	- 18,4 %	
<b>Cash Flow From Operations</b>	<b>11,4</b>	11,8	- 3,6 %	
<b>Dette financière nette</b>	<b>36,0</b>	+ 2,7 Md€ versus 31 décembre 2024		
<b>Dette nette économique</b>	<b>46,4</b>	- 1,4 Md€ versus 31 décembre 2024		
<b>Dette nette économique / EBITDA</b>	<b>3,2</b>	+ 0,1x versus 31 décembre 2024		

N.B. Les notes de bas de pages se trouvent à la page 6



**Catherine MacGregor, Directrice générale**, a déclaré : « *ENGIE a enregistré une performance solide sur les neuf premiers mois de l'année, malgré un environnement de marché caractérisé par une baisse des prix de l'énergie. Notre génération de cash-flow reste très élevée, à 11,4 Md€, ce qui démontre la force de notre modèle de utility et la qualité de nos résultats. Notre plan de performance a très bien démarré avec une contribution positive de près de 500 millions d'euros sur neuf mois.*

*Nous avons poursuivi notre développement dans les renouvelables et dans les actifs flexibles en Europe, indispensables au soutien de la transition énergétique. La dynamique commerciale autour des PPAs se poursuit, portée par les besoins exponentiels des data centers, notamment aux Etats-Unis. ENGIE est très bien positionné avec la signature de plus de 3 GW de PPAs sur la période, auprès de clients comme Meta. En Belgique, les réacteurs de Tihange 3 et Doel 4 ont redémarré respectivement en juillet et en octobre, après une période de travaux pour leur extension pendant 10 ans. Cela constitue une étape critique dans le défi lié au programme d'extension du nucléaire, et marque l'atteinte d'un objectif majeur dans les accords signés avec l'Etat belge, désormais clos. Enfin, nous sommes confiants dans notre capacité à atteindre le haut de notre fourchette de guidance pour l'année.»*

## Guidance 2025 confirmée, dans le haut de la fourchette

---

Sur la base d'un très bon démarrage de nos actions de performance, d'un quatrième trimestre attendu en hausse soutenue par rapport à l'an passé et d'un résultat financier net récurrent meilleur que prévu pour l'ensemble de l'année, le résultat net récurrent part du Groupe devrait se situer dans le haut de la fourchette de 4,4 à 5,0 milliards d'euros en 2025. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans la moitié haute de la fourchette indicative de 8,0 à 9,0 milliards d'euros.

Les hypothèses et indications principales sont détaillées en annexe 3.

## Déploiement du plan stratégique

---

### Renewables & BESS

La capacité totale renouvelables et de stockage d'ENGIE s'élève à 55 GW à fin septembre 2025, en hausse de 4 GW par rapport à fin 2024. Au 30 septembre 2025, les 76 projets en cours de construction par ENGIE représentent une capacité totale de 6 GW. Le Groupe a par ailleurs signé 3,1 GW de contrats d'achat d'électricité (PPA, *Power Purchase Agreement*), la très grande majorité ayant une durée de plus de cinq ans. ENGIE a notamment signé un nouveau PPA avec Meta pour la centrale solaire de Swenson Ranch Solar au Texas représentant une capacité de 600 MW, portant à 1,3 GW la capacité totale de PPAs signés avec le groupe américain. Le Groupe a par ailleurs signé un PPA d'une durée de 15 ans avec Apple en Italie. Dans le cadre de cet accord, ENGIE construira deux installations agrivoltaïques (88 MW), deux parcs éoliens (74 MW), et assurera le *repowering* d'un troisième (11 MW).

Au Moyen-Orient, ENGIE a franchi une étape clé avec la signature du contrat d'achat d'électricité pour le projet solaire autonome de Khazna (1,5 GW), situé à Abou Dhabi. Ce projet, qui sera l'une des plus grandes installations solaires sur un seul site au monde, permettra d'alimenter environ 160 000 foyers et d'éviter plus de 2,4 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an.

Ocean Wind, une *Joint Venture* détenue à 50 % par ENGIE, a installé avec succès la première fondation du parc éolien offshore Dieppe – Le Tréport, marquant une étape crucial du projet.

ENGIE a par ailleurs renforcé sa présence sur le marché italien du stockage d'énergie en augmentant sa capacité de batteries de 50 MW à 250 MW. Cette augmentation résulte de l'acquisition de deux projets d'installations de stockage de 100 MW chacun, situés à Latiano, dans les Pouilles. Ces batteries ont obtenu toutes les autorisations nécessaires et sont prêtes à être construites. Le groupe a également annoncé son intention de développer, en Roumanie, deux systèmes de stockage d'énergie par batteries totalisant 85 MW/170 MWh.



### **Gas generation**

ENGIE a réalisé avec succès le premier démarrage de sa nouvelle centrale électrique à cycle combiné gaz-vapeur de Flémalle en Belgique. Cette étape importante marque la transition de la phase de construction vers les essais opérationnels, une étape clé du projet. L'installation sera principalement utilisée pour répondre aux pics de demande et pour équilibrer le réseau lorsque cela sera nécessaire.

### **Networks**

ENGIE a reçu l'autorisation de mettre en service la section *brownfield* du projet Graúna au Brésil, attribué lors de l'appel d'offres de 2024. L'autorisation, accordée par l'Operador Nacional do Sistema (ONS), marque une nouvelle étape importante dans la stratégie de l'entreprise visant à renforcer sa présence dans le segment du transport d'électricité. La section comprend deux postes électriques et quatre lignes de transmission totalisant 162 km, situés dans les États du Minas Gerais et de l'Espírito Santo.

Les activités de biométhane ont par ailleurs poursuivi leur progression en France, avec une capacité de production annuelle atteignant 14,2 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE, soit une augmentation de 2,0 TWh par rapport à fin septembre 2024.

### **Local Energy Infrastructure**

Au troisième trimestre 2025, *Local Energy Infrastructure* a poursuivi sa trajectoire de croissance dans ses activités cœur de métier permettant d'accélérer la transition bas carbone de ses clients. En France, plusieurs avenants à des contrats de concession de réseaux de chaleur urbains - parmi lesquels : Montceau, Châlons-en-Champagne, Condamine, Tulle, Nantes - ont permis de consolider notre activité. À l'international, ENGIE a renforcé sa présence notamment en Espagne avec le lancement d'un réseau de chaleur 100 % biomasse à Burgos (21 MW, concession de 35 ans) et en Italie dans le domaine de la performance énergétique, avec par exemple l'attribution d'un contrat d'une durée de 7 ans pour les établissements de santé de Vérone.

ENGIE a également franchi une étape majeure dans la décarbonation de ses actifs avec la sortie du charbon de plusieurs infrastructures en Pologne, ce qui permettra d'atteindre l'objectif de sortie totale du charbon en Europe en fin d'année. Au total, la part d'énergie verte livrée à nos clients a connu une forte accélération, avec une hausse de 1,9 TWh (+33 % par rapport à 2024), portée par le développement de la biomasse et la diversification des sources renouvelables.

### **Allocation de capital rigoureuse**

Les investissements bruts au cours des neuf premiers mois de 2025 s'élèvent à 5,6 milliards d'euros. Les investissements de croissance nets se sont établis à 3,9 milliards d'euros, en baisse par rapport à l'an passé, en raison principalement du report de décisions finales d'investissement et de *sell-downs* plus élevés aux Etats-Unis. 75 % de ces investissements ont été consacrés aux activités *Renewable & Flex Power* et *Networks*.

### **Plan de performance**

ENGIE a maintenu sa dynamique d'excellence opérationnelle au cours des neuf premiers mois de 2025 avec une contribution de 477 millions d'euros des résultats du plan de performance.



## Nucléaire en Belgique

Le 8 octobre 2025, ENGIE a reconnecté le réacteur nucléaire de Doel 4 au réseau, en avance sur le délai prévu. Le redémarrage de ce réacteur, qui fait suite à celui de Tihange 3 au mois de juillet dernier, a entraîné le paiement à l'Etat belge de la seconde et dernière tranche pour le transfert de la responsabilité des déchets nucléaires et du combustible usé. Les deux réacteurs prolongés, Doel 4 et Tihange 3, seront désormais détenus dans une coentreprise appartenant à parts égales à l'État belge et à ENGIE.

Par ailleurs, le réacteur Tihange 1 a été mis à l'arrêt le 30 septembre 2025, conformément au calendrier de sortie progressive du nucléaire en Belgique.

## Revue des données financières des neuf premiers mois 2025

**Le chiffre d'affaires** s'élève à 52,8 milliards d'euros, en hausse de 0,2 % en brut et de 1,8 % en organique.

**L'EBITDA** s'est établi à 10,8 milliards d'euros, en baisse de 10,2 % en brut et de 8,3 % en organique.

**L'EBITDA** (hors Nucléaire) s'est élevé à 9,8 milliards d'euros, en baisse de 6,2 % en brut et 3,9 % en organique.

**L'EBIT** (hors Nucléaire) s'est établi à 6,3 milliards d'euros, en baisse de 10,5 % en brut et 7,3 % en organique.

- Taux de change : effet global négatif de 131 millions d'euros, principalement lié à la dépréciation du real brésilien
- Variation du périmètre : effet périmètre net de - 116 millions d'euros, lié notamment à la vente de 15,66 % de Safi (Maroc), ainsi que la cession de Senoko (Singapour) et Uch (Pakistan)
- Température en France : l'effet température normatif a généré une variation positive de 78 millions d'euros en cumul annuel par rapport aux neuf premiers mois de 2024 pour les *Networks* et B2C en France.

## Contribution des activités à l'EBIT

En millions d'euros	9 mois 2025	9 mois 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
<b>Renewable &amp; Flex Power</b>	<b>2 707</b>	<b>3 142</b>	<b>- 13,8 %</b>	<b>- 8,9 %</b>
Renewables & BESS	1 843	2 025	- 9,0 %	- 6,9 %
Gas generation	864	1 117	- 22,7 %	- 12,8 %
<b>Infrastructures</b>	<b>2 444</b>	<b>1 839</b>	<b>+ 32,9 %</b>	<b>+ 37,7 %</b>
Networks	2 190	1 541	+ 42,1 %	+ 47,6 %
Local Energy Infrastructures	254	298	- 14,9 %	- 12,5 %
<b>Supply &amp; Energy Management</b>	<b>1 743</b>	<b>2 783</b>	<b>- 37,4 %</b>	<b>- 37,2 %</b>
B2C	305	433	- 29,5 %	- 30,1 %
B2B	935	1 065	- 12,2 %	- 12,1 %
Energy Management	503	1 285	- 60,9 %	- 60,5 %
<b>Autres</b>	<b>- 548</b>	<b>- 673</b>	<b>+ 18,6 %</b>	<b>+19,1 %</b>
<b>EBIT hors Nucléaire</b>	<b>6 346</b>	<b>7 091</b>	<b>- 10,5 %</b>	<b>- 7,3 %</b>
Nucléaire	496	1 073	- 53,8 %	- 53,8 %
<b>EBIT</b>	<b>6 842</b>	<b>8 164</b>	<b>- 16,2 %</b>	<b>- 13,6 %</b>



## Renewable & Flex Power

L'EBIT des activités **Renewables & BESS** est ressorti en baisse organique de 6,9 % sur les neufs premiers mois de 2025, principalement en raison de la normalisation des volumes liée à une moindre hydrologie en France, en comparaison avec des conditions exceptionnellement favorables sur la même période en 2024. Cette évolution a été partiellement compensée par un effet prix positif, par la contribution des mises en service en Amérique du Nord et en Amérique latine, par une amélioration de la performance opérationnelle en Amérique du Nord, ainsi que par la baisse de la taxe CNR en France.

L'EBIT des activités **Gas generation** est en recul de 12,8 % en organique sur les neuf premiers mois de 2025. Cette évolution s'explique principalement par la poursuite de la baisse des *spreads* captés en Europe. Cette baisse est partiellement compensée par un effet prix favorable à l'international, notamment au Chili et en Australie, ainsi que par l'arrêt de la taxe intramarginale en France.

## Infrastructures

L'EBIT des activités **Networks** a progressé de 47,6 % en sur les neuf premiers mois de 2025, porté principalement par la revalorisation des tarifs l'an dernier dont l'impact favorable est intervenu essentiellement au premier trimestre 2025. Il a par ailleurs été soutenu, au troisième trimestre, par une bonne performance des activités françaises et, dans une moindre mesure, par l'augmentation annuelle anticipée des tarifs de distribution en France au 1<sup>er</sup> juillet 2025. En Amérique latine, l'EBIT est en croissance grâce à la construction de lignes électriques au Brésil et l'indexation des tarifs au Brésil et au Mexique.

L'EBIT de **Local Energy Infrastructures** a enregistré une baisse organique de 12,5 %, en amélioration depuis le premier semestre, qui s'explique par la normalisation anticipée des prix de marché réduisant les *spreads* captés par les installations de cogénération. Plusieurs effets ont permis d'atténuer cet impact : une amélioration de la performance opérationnelle, des réductions de coûts, le développement sélectif de nouveaux réseaux urbains de chaud et de froid et de sites de production d'utilités pour l'industrie, et un effet climat favorable avec des températures plus froides en 2025 ayant augmenté les ventes de chaleur.

## Supply and Energy Management

L'EBIT de l'activité **B2C** est en recul de 30,1 % en organique par rapport aux neuf premiers mois de 2024 en raison d'une baisse des effets *timing* qui se situaient à un niveau élevé l'an passé. Ces éléments ont été partiellement compensés par de bonnes marges commerciales en Europe, soutenues par un environnement de marché permettant une valorisation efficace du coût du risque.

L'EBIT de l'activité **B2B** est ressorti en baisse de 12,1 % en organique sur les neuf premiers mois de 2025. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des effets *timing* qui avaient impacté positivement l'EBIT en 2024. L'activité a néanmoins bénéficié d'une bonne dynamique commerciale sur les neuf premiers mois de 2025, avec des niveaux de marges conformes aux attentes.

L'EBIT d'**Energy Management** a diminué de 60,5 % en organique sur les neuf premiers mois de 2025. Cette baisse reflète principalement la poursuite de la normalisation des conditions de marché, de moindres relâchements de réserves de marché par rapport aux neuf premiers mois de 2024. Elle s'explique également par un *one-off* négatif lié à la mise à jour des coûts de transport de gaz en Autriche et aux Pays-Bas au premier semestre 2025, alors qu'au troisième trimestre 2024 l'EBIT avait bénéficié d'un *one-off* positif lié à la renégociation de contrats gaziers.



## Nucléaire

L'EBIT de l'activité nucléaire a affiché une baisse organique de 53,8 % sur les neuf premiers mois de 2025 en raison principalement d'un effet volume négatif lié à l'arrêt définitif de Doel 1 en février 2025, ainsi qu'aux arrêts de conformité de Tihange 3 au deuxième trimestre et de Doel 4 au troisième trimestre. Cette diminution s'explique également par la baisse des prix captés en Europe.

## Maintien d'un bilan solide

---

**Le Cash Flow From Operations** s'est établi à 11,4 milliards d'euros, en légère baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport à un niveau élevé sur les neuf premiers mois de 2024.

**Le Besoin en Fonds de Roulement** était positif de 2,4 milliard d'euros, avec une variation annuelle positive de 0,1 milliards d'euros, dans un contexte de baisse des prix du gaz qui réduit les sorties de *cash* liées au stockage hivernal.

Le niveau de **liquidité** s'est établi à 24,5 milliards d'euros au 30 septembre 2025, dont 18,6 milliards d'euros de disponibilités<sup>4</sup>.

**La dette financière nette** s'est élevée à 36,0 milliards d'euros, en hausse de 2,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2024. Cette augmentation est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 5,6 milliards d'euros,
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle pour 4,4 milliards d'euros,
- au financement et dépenses encourues liés au nucléaire en Belgique à hauteur de 4,5 milliards d'euros.

Ces éléments ont été partiellement compensés par un CFFO de 11,4 milliards d'euros.

**La dette nette économique** s'est élevée à 46,4 milliards d'euros, en baisse de 1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2024.

**Le ratio dette nette économique / EBITDA** s'est établi à 3,2x, en légère hausse de 0,1x par rapport au 31 décembre 2024 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

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

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

Fitch : BBB+ / F1 avec perspective Stable

\*\*\*\*\*

La présentation de la conférence téléphonique investisseurs sur les informations financières des neuf premiers mois de 2025 est disponible sur le site internet du Groupe : [Résultats financiers 2025](#)



## EVENEMENTS A VENIR

<b>26 février 2026</b>	Publication des résultats financiers au 31 décembre 2025
<b>29 avril 2026</b>	Assemblée générale des actionnaires
<b>7 mai 2026</b>	Publication des résultats financiers au 31 mars 2026
<b>31 juillet 2026</b>	Publication des résultats financiers au 30 juin 2026
<b>5 novembre 2026</b>	Publication des résultats financiers au 30 septembre 2026

## Notes de bas de page

<sup>1</sup> *Cash Flow From Operation* = *Free Cash Flow* avant Capex de maintenance et dépenses de sortie du nucléaire

<sup>2</sup> Résultat net récurrent, part du Groupe

<sup>3</sup> Net des produits de cession, du schéma de *tax incentives* et incluant la dette nette acquise

<sup>4</sup> Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires





\*\*\*\*\*

## **Avertissement important**

*Les agrégats présentés sont ceux habituellement utilisés et communiqués aux marchés par ENGIE. La présente communication contient des informations et des déclarations prospectives. Ces déclarations comprennent des projections financières et des estimations ainsi que les hypothèses sur lesquelles celles-ci reposent, des déclarations portant sur des projets, des objectifs et des attentes concernant des opérations, des produits ou des services futurs ou les performances futures. Bien que la direction d'ENGIE estime que ces déclarations prospectives sont raisonnables, les investisseurs et les porteurs de titres ENGIE sont alertés sur le fait que ces informations et déclarations prospectives sont soumises à de nombreux risques et incertitudes, difficilement prévisibles et généralement en dehors du contrôle d'ENGIE qui peuvent impliquer que les résultats et développements attendus diffèrent significativement de ceux qui sont exprimés, induits ou prévus dans les déclarations et informations prospectives. Ces risques comprennent ceux qui sont développés ou identifiés dans les documents publics déposés par ENGIE auprès de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF), y compris ceux énumérés sous la section « Facteurs de Risque » du document de référence d'ENGIE (ex GDF SUEZ) enregistré auprès de l'AMF le 7 mars 2024 sous le numéro D.24-0085. L'attention des investisseurs et des porteurs de titres ENGIE est attirée sur le fait que la réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet défavorable significatif sur ENGIE.*

## **À propos d'ENGIE**

ENGIE est un acteur majeur de la transition énergétique dont la raison d'être est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Avec 98 000 collaborateurs présents dans 30 pays, le Groupe couvre l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, de la production à la vente, en passant par les infrastructures. ENGIE regroupe plusieurs activités complémentaires : la production d'électricité et de gaz renouvelables, les actifs de flexibilité et notamment les batteries, les réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité, les infrastructures énergétiques locales (réseaux de chaleur et de froid) et la fourniture d'énergie aux clients particuliers, collectivités ou entreprises. Chaque année, ENGIE investit plus de 10 milliards d'euros pour faire avancer la transition énergétique et atteindre son propre objectif de net zéro carbone en 2045.

Chiffre d'affaires en 2024 : 73,8 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, Euronext 100, FTSE Euro 100, MSCI Europe) et extra-financiers (DJSI World, Euronext Sustainable - Europe 120 / France 20, CAC 40 ESG, MSCI EMU ESG screened, MSCI EUROPE ESG Universal Select, Stoxx Europe 600 ESG-X).

### **Contact presse Groupe ENGIE :**

Tél. France : +33 (0)1 44 22 24 35

Courrier électronique : [engiepress@engie.com](mailto:engiepress@engie.com)

### **Contact relations investisseurs :**

Tél. : +33 (0)1 44 22 66 29

Courrier électronique : [ir@engie.com](mailto:ir@engie.com)





## ANNEXE 1: CHIFFRES D'AFFAIRES CONTRIBUTIF PAR ACTIVITE

Le **chiffre d'affaires**, à 52,8 milliards d'euros, ressort en hausse de 0,2 % en brut et 1,8 % en organique.

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

En millions d'euros	9 mois 2025	9 mois 2024	Δ 2025/24 brute	Δ 2025/24 organique
Renewable & Flex Power	7 243	7 419	- 2,4 %	+ 1,7 %
Infrastructures	12 141	11 345	+ 7,0 %	+ 9,0 %
Supply & Energy Management	31 453	32 043	- 1,8 %	- 1,3 %
Autres	1 614	1 792	- 9,9 %	- 2,0 %
<b>Chiffre d'affaires hors Nucléaire</b>	<b>52 450</b>	<b>52 599</b>	<b>- 0,3 %</b>	<b>- 1,3 %</b>
Nucléaire	311	51	NC	NC
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>52 761</b>	<b>52 650</b>	<b>+ 0,2 %</b>	<b>+ 1,8 %</b>



## ANNEXE 2 : MATRICE DE L'EBIT

### 9 mois 2025

(en millions d'euros)

	France	Rest de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
<b>RENEWABLE &amp; FLEX POWER</b>	425	418	1 007	530	371	-44	2 707
<i>Renewable &amp; BESS</i>	299	286	704	476	79	0	1 843
<i>Gas Generation</i>	126	132	303	54	292	-44	864
<b>INFRASTRUCTURES</b>	1 688	173	586	-4	41	-40	2 444
<i>Networks</i>	1 522	111	586	-4	-3	-22	2 190
<i>Local Energy Infrastructures</i>	166	62	0	0	44	-18	254
<b>SUPPLY &amp; ENERGY MANAGEMENT</b>	26	256	0	0	23	1 438	1 743
AUTRES	-7	1	-2	-67	2	-476	-548
<b>EBIT hors nucléaire</b>	<b>2 132</b>	<b>848</b>	<b>1 591</b>	<b>460</b>	<b>437</b>	<b>879</b>	<b>6 346</b>
<b>NUCLÉAIRE</b>	<b>253</b>	<b>243</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>496</b>

### 9 mois 2024

(en millions d'euros)

	France	Rest de l'Europe	Amérique latine	Amérique du Nord	AMEA	Autres	TOTAL
<b>RENEWABLE &amp; FLEX POWER</b>	832	624	973	286	469	-42	3 142
<i>Renewable &amp; BESS</i>	594	404	710	245	71	0	2 025
<i>Gas Generation</i>	237	220	263	40	398	-42	1 117
<b>INFRASTRUCTURES</b>	1 087	191	570	-7	51	-51	1 839
<i>Networks</i>	886	115	570	-7	0	-22	1 541
<i>Local Energy Infrastructures</i>	201	76	0	0	51	-29	298
<b>SUPPLY &amp; ENERGY MANAGEMENT</b>	275	136	0	0	37	2 335	2 783
AUTRES	-6	4	-1	-133	-3	-534	-673
<b>EBIT hors nucléaire</b>	<b>2 187</b>	<b>955</b>	<b>1 542</b>	<b>145</b>	<b>554</b>	<b>1 708</b>	<b>7 091</b>
<b>NUCLÉAIRE</b>	<b>294</b>	<b>778</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1 073</b>



### ANNEXE 3 : GUIDANCE 2025 - 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
- Prise en compte de la revue réglementaire dans les infrastructures en France pour la période 2024 - 2028
- Répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie *BtoC* en France
- Température moyenne en France
- Production hydraulique, éolienne et solaire moyennes
- Taux de change moyen :
  - € / USD: 1,14
  - € / BRL: 6,34
- Prix des commodités au 30 septembre 2025
- Résultat financier net récurrent de (1,9) – (2,1) milliards d'euros
- Taux récurrent effectif d'imposition : c.24-26 %