



Société anonyme
au capital de 2 084 365 041 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

AU 30 JUIN 2025

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 24 juillet 2025 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2025 qui y sont inclus.

Ce rapport contient des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations s'avèrent erronées ou ne soient plus à jour. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent Rapport financier semestriel et les déclarations ou informations figurant dans le présent Rapport financier semestriel pourraient se révéler erronées.

Les déclarations prospectives contenues dans le présent Rapport financier semestriel, notamment dans la section 7 « Perspectives Financières » du Rapport d'activité semestriel, sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés à la section 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise » du Document d'enregistrement universel du groupe EDF pour l'année 2024.

En application de la législation européenne et française, les entités chargées du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris la Direction du Groupe. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent Rapport financier semestriel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles.

SOMMAIRE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

1. DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2025
2. RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2025
3. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2025 (PÉRIODE DU 1^{er} JANVIER AU 30 JUIN 2025)
4. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2025

DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2025

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes consolidés résumés pour le semestre écoulé 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 le périmètre de consolidation, et que le Rapport semestriel d'activité ci-joint présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes, des principales transactions entre parties liées ainsi qu'une description des principaux risques et des principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

À Paris, le 24 juillet 2025

M. Bernard Fontana
Président-Directeur Général d'EDF

GROUPE EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2025

Société anonyme
au capital de 2 084 365 041 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris



SOMMAIRE DÉTAILLÉ

1	Faits marquants	7
2	Gouvernement d'entreprise	9
3	Éléments de conjoncture	10
3.1	Évolution des prix de marché de l'électricité en Europe	10
3.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel en France	12
3.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	12
3.4	Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France	13
4	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé du premier semestre 2025	14
4.1	Evolution Chiffre d'affaires	15
4.2	Evolution de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	17
4.3	Résultat d'exploitation	19
4.4	Résultat financier	19
4.5	Résultat net	19
5	Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	20
5.1	Endettement financier net	21
5.2	Cash-flow Groupe	22
5.3	Autres variations non monétaires	23
6	Performance extra-financière	24
7	Perspectives financières	26
8	Gestion et contrôle des risques marchés	27
8.1	Gestion et contrôle des risques financiers	27
8.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	29

1 Faits marquants

Performance opérationnelle à l'attendu

Cash-flow positif dans un contexte de baisse des prix de marché et de croissance des investissements

Baisse de la dette financière nette.

Le Groupe est au service de la souveraineté énergétique et industrielle

• Accélération du déploiement de la politique commerciale :

- Plus de **12 000 contrats de fourniture d'électricité de moyen terme** (22 TWh pour 2028, 16 TWh pour 2029 et 2 TWh pour 2030) ont été signés depuis fin 2023. 60% des volumes sont pour l'industrie et EDF a ouvert de nouvelles offres aux PME en 2025.
- **2 contrats d'allocation de production nucléaire pour les industriels électro-intensifs et 12 lettres d'intention** représentant près de 16 TWh annuels ont été signés, ainsi qu'un **contrat** avec Aluminium Dunkerque et 2 **protocoles d'accord** avec Arkema et Kem One pour un **approvisionnement en électricité** pour 10 ans.

• Stabilité du portefeuille de clients et de la consommation

• Décarbonation et électrification des usages :

- Dalkia obtient la délégation de service public pour le renouvellement et l'extension du réseau de chaleur de Lille pour 20 ans avec une production à 95 % bas carbone permettant d'éviter 165 000 tCO₂ par an
- Résultat de l'appel à manifestation d'intérêts pour l'implantation de datacenters en France pour ~1 GW de puissance sur 3 sites appartenant à EDF : les lauréats sélectionnés pour entrer en négociations finales avec EDF sont Opcore, filiale du groupe Iliad et d'InfraVia pour l'AMI de Montereau et Eclairion pour l'AMI de Moselle
- Les points de charge de véhicules électriques déployés ou gérés sont en hausse de 12 %.

Production stable et poursuite du développement des projets bas carbone :

• La performance opérationnelle est soutenue :

- **La production nucléaire en France en hausse de 4,4 TWh** à 181,8 TWh. Elle reflète l'optimisation des arrêts de tranche dans le cadre du programme START 2025 avec 13 arrêts plus courts que prévu sur les 22 arrêts du semestre, malgré une forte modulation de 18,3 TWh⁽¹⁾
- **La production hydraulique en baisse de 5,2 TWh** à 26 TWh⁽²⁾ après des conditions hydrauliques exceptionnelles en 2024, limitée grâce à une disponibilité élevée des installations.
- **La hausse de 2,1 % de la production éolienne et solaire** à 14,7 TWh est due notamment aux nouvelles capacités installées. Le portefeuille de projets éoliens et solaires atteint 114 GW bruts.

- Avec **95 % de production décarbonée**, EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de **26 gCO₂ / kWh**, en baisse de 10 % par rapport au premier semestre 2024.

• EDF se mobilise pour ses projets nucléaires :

- **Flamanville 3** : poursuite de la montée en puissance avec l'objectif d'être à 100% d'ici la fin de l'été
- **EPR2** : accord sur les principales modalités de soutien du programme finalisé avec l'État⁽³⁾ débats publics réalisés pour les 3 sites (Penly, Gravelines, Bugey), poursuite des travaux préparatoires à la construction des 2 réacteurs à Penly
- **Hinkley Point C** : mobilisation pour les travaux électromécaniques et soudage du circuit primaire de l'Unité 1, pose du dôme de l'Unité 2
- **Sizewell C** : signature d'un accord pour l'investissement progressif dans le projet pour 1,1 milliard de livres sterling maximum pendant la période de construction à partir de l'automne. EDF détiendra une participation de 12,5 %.

• EDF poursuit ses projets renouvelables :

- **Eolien en mer** : mise en service complète de Provence Grand Large, 1^{er} parc flottant du Groupe et de Neart na Gaoithe de 450 MW en Écosse et reprise des travaux sur le chantier du Calvados à Courseulles-sur-Mer ;
- **Hydraulique** : mise en service complète du barrage de Nachtigal de 420 MW au Cameroun.

Des réseaux engagés au service de la transition énergétique :

- **Hausse des raccordements** par Enedis⁽⁴⁾ de 16 % pour les installations d'énergies renouvelables à 3,1 GW et baisse de 16 % pour la puissance installée de recharges de véhicules électriques à 2,1 GW
- **Hausse du TURPE** en lien avec la hausse des investissements pour l'adaptation au changement climatique, la résilience du réseau et la connexion de nouveaux usages et capacités.

EDF répond à la hausse des besoins de flexibilité dans un système électrique plus complexe :

• Augmentation de la flexibilité dans la production :

- Le niveau de consommation électrique est stable et l'intermittence des renouvelables entraîne une forte **volatilité des prix** : 769 heures, soit plus de 18 % du temps avec des prix horaires < 10 €/MWh en France.
- Les capacités de flexibilité sont mobilisées : **modification des contrats d'achat de 3 parcs éoliens en mer** en France pour l'arrêt de tout ou partie de la production en période de prix négatifs, **modulation du nucléaire** en hausse de 16 % ; 3 GW de projets de stockage en développement/construction.

• Déploiement des offres de flexibilité pour les clients :

(1) Y compris services-systèmes et mécanisme d'ajustement

(2) Après déduction de la consommation du pompage, cette production est de 21,8 TWh au premier semestre 2025 vs 27,1 TWh au premier semestre 2024

(3) Sous réserve de l'approbation de l'aide d'Etat par la Commission européenne

(4) Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie

- > + 16 % de points de charge pilotables pour la recharge des véhicules électriques, soit 31 500 points de charge à fin juin 2025.
- > +10 % de clients résidentiels en France avec une offre de flexibilité, soit 1,3 million de clients
- > Préparation à l'évolution du régime des Heures Creuses piloté par la CRE pour s'adapter à l'évolution des besoins du réseau et du mix énergétique (hausse de la production solaire).

EDF a émis plus de **3 milliards d'euros d'obligations vertes** pour financer le développement de ses activités pendant le premier semestre 2025 (nucléaire, renouvelables, réseaux). EDF a également signé un accord avec Apollo pour **l'émission d'obligations non cotées de 4,5 milliards de livres sterling** maximum pour le financement des projets, en particulier Hinkley Point C. Enfin, EDF a signé une **ligne de crédit de 500 millions d'euros** avec la BEI pour le financement des activités d'Enedis.

2 Gouvernement d'entreprise

L'Assemblée générale ordinaire annuelle d'EDF du 5 mai 2025, sur proposition du Conseil d'administration réuni le 5 mai 2025, a décidé:

- la nomination de Monsieur Bernard Fontana en qualité d'administrateur en remplacement de Monsieur Luc Rémont pour une durée de 4 ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028 ;
- le renouvellement de Madame Nathalie Collin en qualité d'administratrice pour une durée de 4 ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028 ;
- le renouvellement de Madame Delphine Gény-Stephann en qualité d'administratrice pour une durée de 4 ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028 ;
- la nomination, sur proposition de l'Etat, de Madame Valérie Bros avec effet le 5 juin 2025, en qualité d'administratrice en remplacement de Madame Marie-Christine Lepetit, pour une durée de 4 ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028 ;
- la nomination, sur proposition de l'Etat, de Madame Catherine Lagneau en qualité d'administratrice en remplacement de Madame Michèle Rousseau pour une durée de 4 ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

Monsieur Bruno Crémel a fait part de sa démission de ses fonctions d'administrateur avec effet au 5 mai 2025.

Nommé Président-Directeur général d'EDF par intérim du 5 au 7 mai 2025, Monsieur Bernard Fontana a été nommé Président-Directeur général d'EDF à compter du 7 mai 2025, par décret du président de la République.

Au 30 juin 2025, le Conseil d'administration d'EDF comprend 17 membres.

3 Éléments de conjoncture

3.1 Évolution des prix de marché de l'électricité en Europe

3.1.1 Prix spot de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2025 en base (€/MWh)	66,7	104,5	119,5	88,2
Variation 2025/2024 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	43,8%	37,1%	27,9%	45,4%
Moyenne du 1 ^{er} semestre 2025 en pointe (€/MWh)	67,6	114,3	123,8	85,6
Variation 2025/2024 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	36,9%	36,5%	24,6%	32,7%

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2025/2024 sont calculées avec les valeurs exactes.

En France, le prix spot de l'électricité au premier semestre 2025 a montré une amplitude forte : il a évolué entre -118,0€/MWh et 473,3€/MWh, avec une hausse moyenne de +20,3€/MWh par rapport au premier semestre 2024.

Le premier semestre 2025 a été marqué par de nombreuses heures de prix spot négatif ou nul survenant lorsque la production renouvelable est importante et la demande faible, dans un contexte général marqué par une augmentation de la capacité installée de production d'énergies renouvelables. Plus précisément, le premier semestre 2025 a connu 483 heures de prix spot négatifs contre 358 heures en 2024 sur la même période.

Cette hausse globale des prix spot repose sur les éléments d'équilibre offre-demande suivants ⁽²⁾ :

- Légère baisse de la production d'électricité (-1% par rapport à l'année dernière), avec une augmentation de la production nucléaire, renouvelable mais compensée par une baisse de la production hydraulique liée à une faible hydraulicité (34,9TWh de production hydraulique au premier semestre 2025 contre 42,3 TWh au premier semestre 2024)
- Augmentation des prix des commodités : +39 % pour l'indice spot PEG, l'indice de référence du gaz en France, au premier semestre 2025 par rapport au premier semestre 2024.
- Demande en légère hausse : sur le premier semestre 2025, la consommation non corrigée du climat et des effacements s'élève à 227,6 TWh (+1,9 TWh par rapport au premier semestre 2024). La demande reste toutefois modérée par rapport à la période pré-covid de 2017/18/19 où la consommation corrigée du climat et des effacements s'élevait en moyenne à 246,3 TWh au premier semestre, c'est-à-dire plus de 16 TWh au-dessus de celle de 2025 (229,5 TWh).

Par ailleurs, les autres pays européens ont également subi une hausse des prix des commodités, entraînant la hausse des prix spot sur l'électricité au premier semestre 2025.

3.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe ⁽³⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2026 à terme en base sur le premier semestre 2025 (€/MWh)	64,6	93,0	108,3	87,1
Variation 2025/2024 des moyennes des prix des contrats annuels à terme N+1 en base sur le 1 ^{er} semestre	-16,8%	4,0%	7,6%	3,8%
Prix à terme du contrat annuel 2026 en base au 30 juin 2025 (€/MWh)	62,1	88,0	104,5	82,9
Moyenne du prix du contrat annuel 2026 à terme en pointe sur le 1^{er} semestre 2025 (€/MWh)	74,2	104,5	114,5	n.a.
Variation 2025/2024 des moyennes des prix des contrats annuels N+1 à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	-18,7%	3,0%	5,2%	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2026 en pointe au 30 juin 2025 (€/MWh)	72,3	98,6	109,7	n.a.

n.a. : non applicable

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2025/2024 sont calculées avec les valeurs exactes.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT ;
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex ;
Royaume-Uni : cotation moyenne de la veille sur la bourse Nordpool ;
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME.

(2) Données issues du site ENTSO-E Transparency Platform

(3) France, Italie, Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante

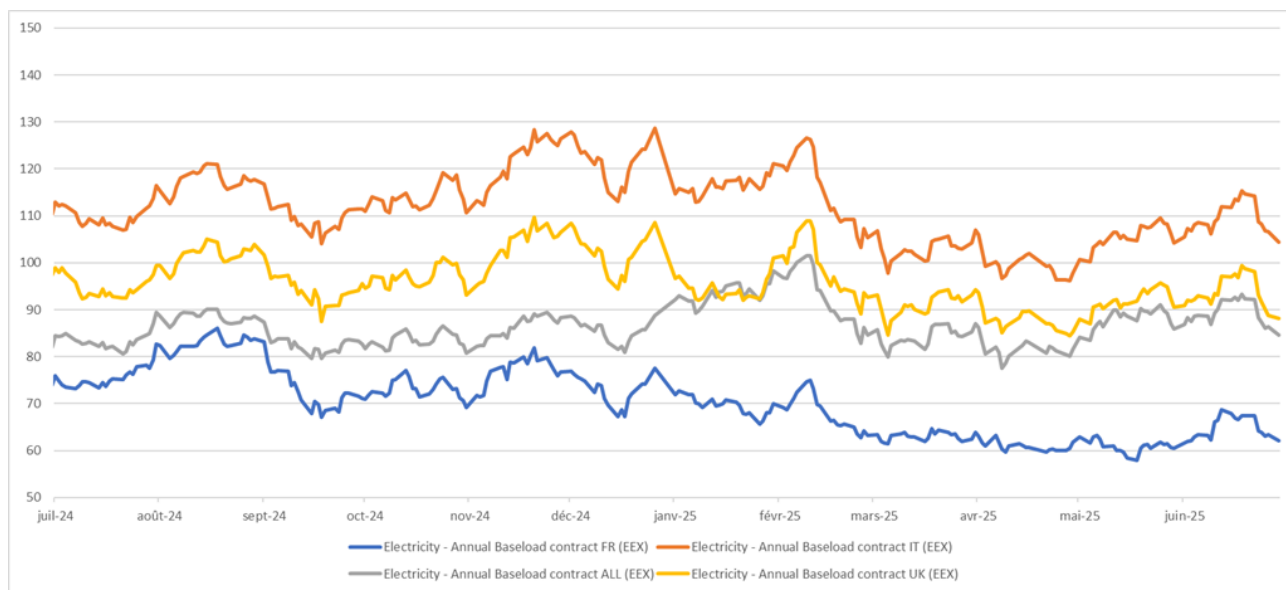
Les contrats annuels à terme de l'électricité pour livraison l'année suivante en base et en pointe ont baissé en moyenne en France par rapport à l'année dernière, au contraire des autres pays.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 (CAL 2026) s'est établi en moyenne à 64,6 €/MWh, en baisse de 16,8 % par rapport au premier semestre 2024 (CAL 25). Il a évolué entre 57,9 €/MWh et 75,0 €/MWh et clôture le semestre à 62,1 €/MWh. À titre de comparaison, le produit calendaire 2025 avait atteint son maximum sur le premier semestre 2024 de 90,3 €/MWh le 5 janvier, tandis que le produit 2026 a enregistré son maximum pour l'année 2025 à 75,0 €/MWh le 11 février.

Le produit pour livraison en 2026 a principalement suivi les cours du gaz, du charbon et du CO₂ avec des tendances globalement baissières malgré une volatilité importante, induite par les différents événements géopolitiques.

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand N+1 base, marché européen le plus liquide, a évolué entre 17,3 €/MWh et 30,1 €/MWh, et suit une tendance haussière, dans la continuité de 2024. Cette évolution résulte de la prise en compte par les acteurs de marché des niveaux de prix réalisés au spot, les prix spot français ayant été en moyenne inférieurs de 24 €/MWh aux prix spots allemands sur le premier semestre 2025.

ÉVOLUTION DES PRINCIPAUX CONTRATS À TERME EUROPÉENS D'ÉLECTRICITÉ EN BASE (N+1) EN €/MWH



3.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel en France

La **consommation d'électricité** en France continentale s'élève à 227,6 TWh au premier semestre 2025 (données brutes). Elle est en hausse de 1,9 TWh en raison principalement de trois effets : d'une part, des températures du mois de février particulièrement douces en 2024 mais normales en 2025 (+4,1 TWh sur la consommation), d'autre part, la présence d'une journée en moins en février 2025 (-1,4 TWh sur la consommation) et enfin des comportements de sobriété observés (-0,9 TWh).

La **consommation en gaz** en France continentale s'élève à 190,8 TWh au premier semestre 2025 (données brutes). Elle baisse de 4,4 TWh (soit -2,3 %) par rapport au même semestre de 2024.

3.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne hors taxes (HT) de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 avait précisé les niveaux d'accises applicables à partir du 1^{er} février 2025. Ces différentes évolutions ont conduit à une baisse moyenne toutes taxes comprises (TTC) de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Au **Royaume-Uni**, le plafond des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz, suivant les variations des prix de marché, a augmenté de 1,2 % au 1^{er} janvier 2025 (1 738 £/an) puis à nouveau de 6,5% sur le deuxième trimestre 2025 (1 849 £/an) pour un client résidentiel électricité et gaz (avec une consommation type).

Ces niveaux de plafond sont proches de ceux en vigueur au 1^{er} janvier 2024 (1 928 £/an) puis sur le deuxième trimestre 2024 (1 690 £/an).

En **Italie**, le prix moyen en 2025 du tarif d'électricité PUN TWA (Single National Time Weighted Average) s'est établi à un niveau de 119,9 €/MWh, en hausse de 28 % par rapport à 2024 (93,4 €/MWh). Cette variation s'explique par la hausse des prix du gaz par rapport à 2024, due à une consommation des centrales thermiques plus importante en 2025 qu'en 2024. Le prix du gaz spot a augmenté de 39 % par rapport à 2024 pour s'établir à 46 c€/smc⁽¹⁾.

(1) 1 c€/smc³ = 1 €/MWh

3.4 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

3.4.1 Température en France

Au premier semestre 2025, la température moyenne s'est élevée à 12,0°C, soit 0,4°C de plus qu'au premier semestre 2024 et 0,9°C de plus que la normale. Le mois de février 2025 a retrouvé des températures conformes aux normales alors qu'en 2024, il avait été particulièrement doux (+2,7°C par rapport à la normale). En revanche, les mois d'avril et juin ont été plus chauds (respectivement +1,4°C et +2,9°C par rapport à la normale).

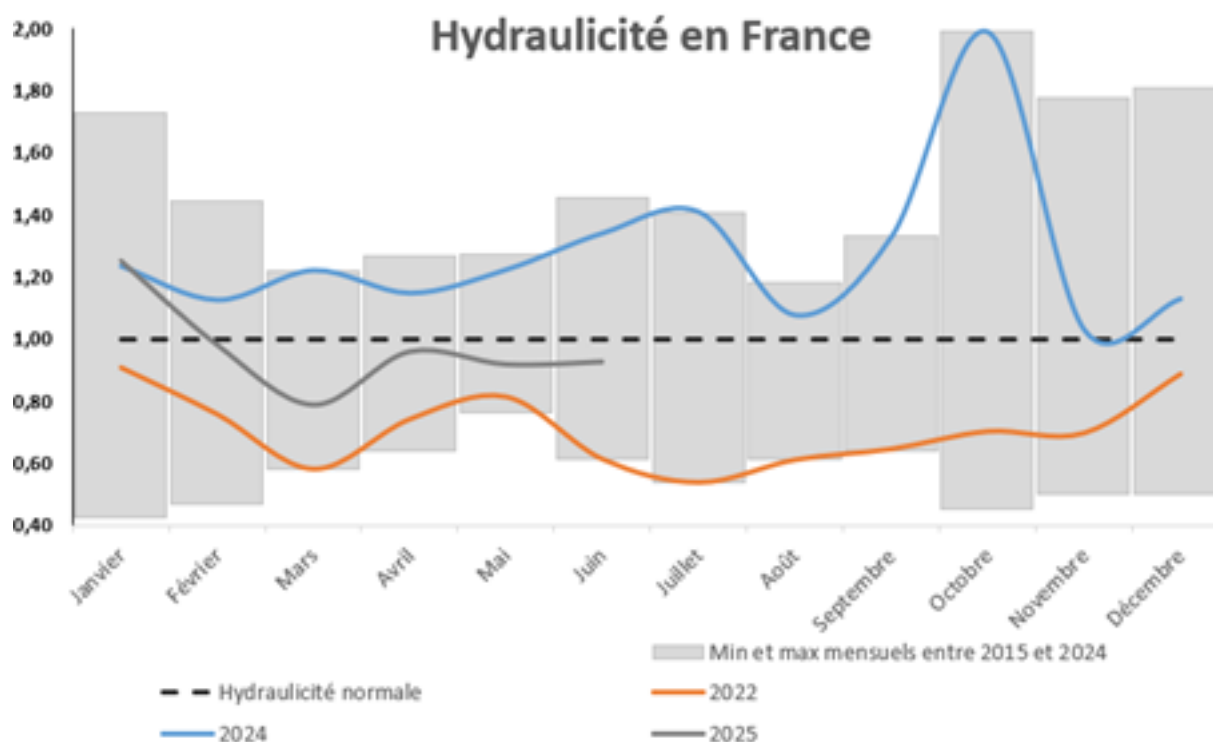
3.4.2 Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

À l'exception du mois de janvier, le premier semestre 2025 a été globalement marqué par un déficit de précipitations, contrastant nettement avec l'année 2024. L'enneigement a également été déficitaire sur l'ensemble des bassins. En conséquence, l'indice d'hydraulicité 2025 est resté constamment inférieur à 1 dès février. Sur le périmètre EDF, l'indice d'hydraulicité du premier semestre 2025 s'établit à 0,96, contre 1,26 pour l'ensemble de l'année 2024.

En ce qui concerne le remplissage des lacs, le déficit de précipitations a été compensé par la fonte nivale et une faible production hydraulique (températures douces et forte production solaire). Dans ces conditions, le taux de remplissage a atteint 76,5 % à fin juin 2025 se situant 1,6 point seulement au-dessus du niveau de la moyenne historique* (84,2% à fin juin 2024).

(*) période de 1986 à 2024

HYDRAULICITÉ D'EDF EN FRANCE (PÉRIODE DE 2015-2025)



4 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé du premier semestre 2025

Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 30 juin 2025.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	59 436	60 200	(764)	-1%	-2%
EBE	15 470	18 688	(3 218)	-17%	-17%
Résultat d'exploitation	8 962	9 646	(684)	-7%	-6%
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	7 709	9 633	(1 924)	-20%	-19%
Résultat net part du Groupe	5 475	7 039	(1 564)	-22%	-21%
Résultat net courant ⁽¹⁾	5 495	8 354	(2 859)	-34%	-34%
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	5 283	8 047	(2 764)	-34%	n.a.
Cash-flow Groupe ⁽²⁾	4 294	2 008	2 286	114%	n.a.
Endettement financier net ⁽³⁾	49 982	54 246	(4 264)	-8%	n.a.

n.a : non applicable

(1) Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS et n'apparaît pas en lecture directe dans le compte de résultat consolidé du Groupe. Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts (voir section « Résultat net courant »).

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents se trouvaient auparavant au sein des Autres variations monétaires et ont été reclassés au sein des frais financiers nets décaissés depuis la clôture de septembre 2024 (pour un montant de 184 millions d'euros au 30/06/2025 et 156 millions d'euros au 30/06/2024).

(3) L'endettement financier net est détaillé dans la section 5.1.

L'EBE est en recul de 3,2 milliards d'euros, notamment du fait d'effets prix défavorables dans un contexte de baisse des prix de marché captés⁽¹⁾.

Par ailleurs, le premier semestre 2025 intègre six mois de résultat d'Arabelle Solutions, acquis au 31 mai 2024.

Les évolutions du périmètre de consolidation sur le premier semestre 2025 et la nouvelle segmentation sont détaillées en note 3 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2025.

Le chiffre d'affaires et l'EBE sont analysés selon la nouvelle segmentation (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF power solutions, Dalkia, Industrie et Services, Royaume-Uni, Italie et Autres). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

(1) Compte tenu des couvertures réalisées sur ses activités de production et de commercialisation, la volatilité des prix spots n'a pas de lien direct significatif avec les résultats du Groupe de la période.

4.1 Evolution Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 59 436 millions d'euros au premier semestre 2025, en baisse de (764) millions d'euros (-1,3%) par rapport au premier semestre 2024. Hors effets de change (73 millions d'euros) et hors effets de périmètre (170 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique (-1,7%).

La ventilation du chiffre d'affaires est présentée aux bornes des segments, hors éliminations inter-segments.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	22 216	26 244	(4 028)	-15%	-15%
France - Activités régulées ⁽²⁾	11 398	10 467	931	9%	9%
EDF power solutions	2 670	3 317	(647)	-20%	-18%
Dalkia	3 077	2 943	134	5%	4%
Industrie et Services	2 925	2 191	734	34%	14%
Royaume-Uni	8 646	9 048	(402)	-4%	-5%
Italie	9 316	7 168	2 148	30%	30%
Autres	3 137	2 736	401	15%	15%
Éliminations inter-segments	(3 949)	(3 914)	(35)	1%	-4%
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	59 436	60 200	(764)	-1%	-2%

(1) Activités de production, de commercialisation et d'optimisation en métropole, ainsi que les ventes de prestations d'ingénierie, de services et de conseil.

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE).

France - Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 22 216 millions d'euros, en baisse organique de (4 028) millions d'euros (-15,3 %).

Sur l'activité de commercialisation, le chiffre d'affaires facturé aux clients finals recule de (4 313) millions d'euros, principalement en raison de l'évolution défavorable des prix captés. Cette tendance se traduit à la fois par la baisse du chiffre d'affaires relatif aux clients en offre de marché, et également par celle du chiffre d'affaires relatif aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV), consécutive à la révision tarifaire au 1^{er} février 2025 (-22,7 % HT sur les TRV résidentiels). Par ailleurs, le dispositif de bouclier tarifaire instauré fin 2022 par l'État a pris fin au 1^{er} février 2024 pour l'électricité et au 1^{er} juillet 2023 pour le gaz. Les dispositifs de compensation au titre des amortisseurs et sur-amortisseurs ont été maintenus jusqu'au 31 décembre 2024. Ainsi, la compensation relative à ces dispositifs est en baisse de (1 547) millions d'euros. Ces produits liés aux compensations sont comptabilisés en Autres Produits et Charges Opérationnels (impact en EBE). Au total, la baisse des revenus du portefeuille client est de (5 860) millions d'euros.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en baisse de (1 597) millions d'euros, en raison de la baisse des prix observée pour les livraisons prévues en 2025, inférieurs à ceux enregistrés pour les livraisons de 2024. À noter que l'effet en EBE est neutre du fait du mécanisme de compensation des produits et charges liés aux obligations d'achat dans le cadre du dispositif de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

Ces effets sont partiellement compensés par la hausse des revenus marchés pour +1 742 millions d'euros, du fait d'une meilleure production et de l'optimisation des placements à court terme, liée notamment à l'évolution des prix spot.

Bilan électrique

En France, la hausse de 4,4 TWh de la production nucléaire à 181,8 TWh, reflète la meilleure disponibilité du parc, compensée partiellement par une hausse de la modulation.

La baisse de -4,6 TWh de la production hydraulique brute en France⁽¹⁾ à 23,9 TWh s'explique principalement par une hydraulité moins favorable sur le premier semestre 2025 par rapport au premier semestre 2024 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et hydraulité en France »).

Les centrales thermiques ont été légèrement moins sollicitées au premier semestre 2025 (1,2 TWh contre 1,5 TWh au premier semestre 2024).

Les volumes vendus aux clients finals enregistrent une baisse de -3,9 TWh au premier semestre 2025 (hors effets du climat et de période). Cette évolution s'explique principalement par une diminution de la consommation unitaire, représentant -1,2 TWh, dont -0,7 TWh liée à l'effet bissextile en 2024, et par une diminution du portefeuille clients en particulier sur le marché d'affaires, représentant -2,6 TWh, reflétant une concurrence accrue. L'impact du climat est estimé à +2,6 TWh sur le semestre, porté par des températures au mois de février 2025 conformes aux normales tandis qu'il avait été particulièrement doux en 2024.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 39,5 TWh ; il était également vendeur net au premier semestre 2024 à hauteur de 39,7 TWh.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 19,7 TWh au premier semestre 2025 (24,5 TWh au premier semestre 2024, soit une baisse de -4,8 TWh).

France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités régulées** s'élève à 11 398 millions d'euros, en hausse organique de +931 millions d'euros (+8,9%) par rapport au premier semestre 2024.

Cette hausse est portée principalement par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis⁽¹⁾ de 1 162 millions d'euros, en lien avec l'indexation du TURPE 6 de +4,8 % HT au 1^{er} novembre 2024 et +7,7 % HT au 1^{er} février 2025, soit +1 174 millions d'euros.

EDF power solutions

Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 670 millions d'euros, en baisse organique de (590) millions d'euros (-17,8%) par rapport au premier semestre 2024. Cette évolution s'explique principalement par la perte de contrats de clients B2B en électricité chez Luminus (pour (280) millions d'euros) et la fin du contrat de vente d'énergie (Power Purchase Agreement) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024, en l'absence d'enchères au premier semestre 2025 (pour (325) millions d'euros).

Par ailleurs, la perte de (132) millions d'euros de chiffre d'affaires associée à la rétrocession à l'état Vietnamien début février dans le cadre du contrat Build-Operate-Transfer de Mekong Energy Company Ltd (MECO) détenant une centrale à cycle combiné gaz est compensée par une hausse des activités renouvelables en lien notamment avec les projets en solaire distribué aux Etats-Unis et les mises en services de parcs (pour 123 millions d'euros).

Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 3 077 millions d'euros, en hausse organique de +129 millions d'euros (+4,4%) par rapport à juin 2024. Cette évolution est principalement liée au développement commercial en France et à l'international ainsi qu'à l'augmentation de 62% du prix moyen du gaz. Le premier semestre 2024 avait bénéficié de ventes ponctuelles d'actifs de production sur le marché sans équivalent au premier semestre 2025.

Industrie et services

Le segment **Industrie et services** intègre les activités du sous-groupe Framatome et de Arabelle Solutions, entrée dans le périmètre du Groupe fin mai 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome à ses bornes** s'élève à 2 529 millions d'euros, en hausse organique de 288 millions d'euros (+13,2%) par rapport à juin 2024 du fait de la montée en puissance des Projets nouveaux nucléaires en France et au Royaume Uni et par un niveau d'activité accru sur les Business Unit Base Installée et Contrôle Commande.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions à ses bornes** s'élève à 402 millions d'euros.

Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 8 646 millions d'euros, en baisse organique de (474) millions d'euros (-5,2%) par rapport au premier semestre 2024.

Cette évolution s'explique principalement par l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les ventes électricité et gaz aux clients depuis un an.

Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 9 316 millions d'euros, en hausse organique de 2 168 millions d'euros (+30,2%) par rapport au premier semestre 2024, dans un contexte général de hausse des prix de marché du gaz.

Autres

Le segment **Autres** regroupe essentiellement EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 3 137 millions d'euros, en hausse organique de 400 millions d'euros (+14,6%) par rapport au premier semestre 2024.

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 2 262 millions d'euros, en hausse organique de 782 millions d'euros (+52,8%) par rapport à 2024. Cette évolution s'explique par une hausse des prix de marché de gros du gaz.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 746 millions d'euros, en baisse organique de (384) millions d'euros (-34,0%) par rapport à 2024 dans un contexte de moindre volatilité et de baisse tendancielle des prix d'électricité comparés à 2024.

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

4.2 Evolution de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

L'EBE s'élève à 15 470 millions d'euros versus 18 688 millions d'euros au premier semestre 2024 dans un contexte de baisse des prix de marché, malgré la hausse de la production nucléaire en France. Les activités régulées sont en croissance

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	7 327	10 311	(2 984)	-29%	-29%
France - Activités régulées	4 112	2 822	1 290	46%	46%
EDF power solutions	611	1 037	(426)	-41%	-38%
Dalkia	249	230	19	8%	8%
Industrie et Services ⁽¹⁾	86	101	(15)	-15%	23%
Royaume-Uni	1 334	1 989	(655)	-33%	-33%
Italie	743	993	(250)	-25%	-24%
Autres	1 008	1 205	(197)	-16%	-16%
EBE GROUPE	15 470	18 688	(3 218)	-17%	-17%

(1) Industrie et Services : incluant en 2025 les entités Framatome et Arabelle Solutions (Framatome seul au premier semestre 2024)

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE est en recul en raison de la baisse des prix de vente (impact estimé à -2,7 milliards d'euros). Elle s'explique notamment pour le tarif réglementé, outre la part ARENH à 42 €/MWh, par un prix de marché moyen à terme lissé pour 2025 des 2 années précédentes de 103 €/MWh versus 192 €/MWh pour 2024, et un prix de l'écrêtement ARENH de 74 €/MWh pour 2025 versus 102 €/MWh pour 2024.

La production hydraulique après une année 2024 exceptionnelle contribue également à la baisse de l'EBE (-0,6 milliard d'euros), son effet est partiellement compensé par la hausse de la production nucléaire (+0,2 milliard d'euros).

France - Activités régulées⁽¹⁾

La hausse de l'EBE s'explique principalement par un effet prix positif pour 1 243 millions d'euros, en raison de l'évolution du TURPE ⁽²⁾ (0,9 milliard d'euros) et des achats d'énergie pour compenser les pertes réseaux effectuées à des prix de marché moins élevés qu'au premier semestre 2024 (0,4 milliard d'euros).

EDF power solutions

La baisse de l'EBE d'**EDF Renouvelables**⁽³⁾ s'explique essentiellement par la rotation du portefeuille, avec notamment des opérations significatives sur des parcs aux Etats-Unis et au Brésil réalisées en 2024. Néanmoins, les volumes produits sont en hausse de 4,5 % après les mises en service réalisées malgré des conditions de vent moins favorables en Europe.

En **Belgique**, le recul de l'EBE s'explique essentiellement par un recul de la production, ainsi qu'une baisse des prix de marché.

Au **Brésil**, l'EBE est en baisse du fait de la fin du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en décembre 2024 et par le nombre limité d'heures d'appel de la centrale.

Dalkia

L'augmentation de l'EBE de Dalkia s'explique par la performance des activités commerciales en France et à l'international dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation, notamment dans les réseaux de chaleur et l'industrie. Cette hausse permet de compenser la baisse d'activité attendue de certaines installations de cogénération.

Industrie et services

Les contrats signés pour le projet Sizewell C au Royaume-Uni et un niveau d'activité accru de la Base Installée et du Contrôle Commande aux Etats-Unis expliquent la hausse de l'EBE de Framatome. Les prises de commande s'établissent à environ 3,2 milliards d'euros à fin juin 2025.

Framatome a acquis les sociétés Velan SAS et Segault, renforçant ainsi son expertise dans la robinetterie haute performance dans le domaine du nucléaire.

L'EBE d'Arabelle Solutions s'élève à (49) millions d'euros après l'intégration de la filiale dans le Groupe

Royaume-Uni

Le recul de l'EBE s'explique en premier lieu par l'impact de la baisse des prix de marché sur les prix nucléaires réalisés. La performance opérationnelle du parc nucléaire a été solide avec une production de 17,8 TWh, en baisse limitée après les arrêts fortuits de Heysham 1 et Hartlepool en 2024 et un programme de maintenance plus chargé en 2025. Par ailleurs, les activités de commercialisation font face sur les différents segments à une concurrence accrue dans un contexte de moindre volatilité des prix de marché.

Italie

La baisse de l'EBE s'explique en particulier dans les activités gaz, par une contraction des marges d'une partie des contrats d'approvisionnement et de moindres opportunités d'optimisation.

Dans les activités de production d'électricité, la baisse de la production renouvelable, après des conditions d'hydraulicité exceptionnelles en 2024, est en partie compensée par une hausse de production thermique.

Dans les activités de commercialisation, les marges sont en recul.

Autres

La hausse de l'EBE des **activités gazières** s'explique par l'optimisation des positions prises dans le contrat avec le terminal de Dunkerque, malgré une dégradation des marges dans les activités de stockage.

La performance d'**EDF Trading** reste soutenue dans un contexte de marché incertain, de volatilité erratique et de baisse importante des prix, malgré un recul de l'EBE.

(1) Activités régulées comprenant Enedis, ES et les activités insulaires.

(2) Indexation du TURPE 6 distribution de +4,81 % au 1er novembre 2024 et de +7,7 % au 1er février 2025.

(3) La marque EDF Renouvelables est renommée EDF power solutions depuis le 17 juin 2025.

4.3 Résultat d'exploitation

Malgré le recul de l'EBE, le résultat d'exploitation s'établit à 8 962 millions d'euros versus 9 646 millions d'euros au premier semestre 2024 qui avait été marqué par l'estimation des coûts prévisionnels non courants suite à la révision du scénario d'entreposage des combustibles usés en France pour (3 203) millions d'euros.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %
EBE	15 470	18 688	(3 218)	-17%
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de trading	(144)	696	(840)	-121%
Dotations aux amortissements *	(6 059)	(5 772)	(287)	5%
(Pertes de valeur) / reprises	(185)	(276)	91	-33%
Autres produits et charges d'exploitation	(120)	(3 690)	3 570	-97%
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	8 962	9 646	(684)	-7%

*Les dotations aux amortissements incluent les dotations nettes aux provisions pour renouvellement des immobilisations en concession.

4.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 598)	(2 026)	428	-21
Effet de l'actualisation	(1 465)	(1 288)	(177)	14
Autres produits et charges financiers	1 810	3 301	(1 491)	-45
RÉSULTAT FINANCIER	(1 253)	(13)	(1 240)	n.a

Le résultat financier représente une charge de (1 253) millions d'euros versus (13) millions d'euros au premier semestre 2024 en raison de :

- la performance limitée du portefeuille des actifs dédiés (1,9 % versus 5,5 % au premier semestre 2024), liée à la dégradation des marchés actions, contribue au recul des autres produits et charges financières de (1 491) millions d'euros (avec un impact cash limité) ;
- la gestion active de la dette, dans un contexte de recul des taux d'intérêt qui a permis de diminuer le coût de l'endettement financier brut de 428 millions d'euros ;
- la hausse de la charge de désactualisation de 177 millions d'euros.

Le résultat financier courant est stable à (1 563) millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

4.5 Résultat net

Le **résultat net courant** s'élève à 5 495 millions d'euros versus 8 354 millions d'euros au premier semestre 2024 principalement en raison du recul de l'EBE.

Le **résultat net part du Groupe** de 5 475 millions d'euros versus 7 039 millions d'euros au premier semestre 2024 est en recul de (1 564) millions d'euros en raison principalement des éléments après impôt non courants suivants :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour (1 157) millions d'euros ;
- la volatilité des commodités pour (625) millions d'euros ;
- l'estimation des coûts prévisionnels au premier semestre 2024 suite à la révision du scénario d'entreposage des combustibles usés en France pour 2 376 millions d'euros.

5 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %
EBE	15 470	18 688	(3 218)	-17%
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	1 073	(1 045)	2 118	n.a.
EBE Cash	16 543	17 643	(1 100)	-6%
Variation du besoin en fonds de roulement net	2 944	(706)	3 650	n.a.
Investissements nets ⁽¹⁾	(11 471)	(11 055)	(416)	4%
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	(95)	(1)	(94)	n.a.
Cash-flow opérationnel(2)	7 921	5 881	2 040	35%
Cessions d'actifs	565		565	n.a.
Impôt sur le résultat payé	(817)	(2 094)	1 277	-61%
Frais financiers nets de produits financiers ⁽²⁾	(964)	(1 171)	207	-18%
Actifs dédiés	79	129	(50)	-39%
Dividendes versés en numéraire	(2 489)	(736)	(1 753)	n.a.
Cash-flow Groupe	4 294	2 008	2 286	114%
Emissions TSDI		-		
Rachats TSDI		(1 250)	1 250	n.a.
Autres variations monétaires	(40)	(346)	306	-88%
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	4 254	413	3 841	n.a.
Effet de la variation de change	(71)	(184)	113	-61%
Autres variations non monétaires	181	(94)	275	n.a.
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	4 364	135	4 229	n.a.
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession		-		
Endettement financier net ouverture	54 346	54 381	(35)	n.a.
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	49 982	54 246	(4 264)	-8%

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe.

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents se trouvaient auparavant au sein des Autres variations monétaires et ont été reclassés au sein des frais financiers nets décaissés depuis la clôture de septembre 2024 (pour un montant de 184 millions d'euros au 30/06/2025 et 156 millions d'euros au 30/06/2024).

5.1 Endettement financier net

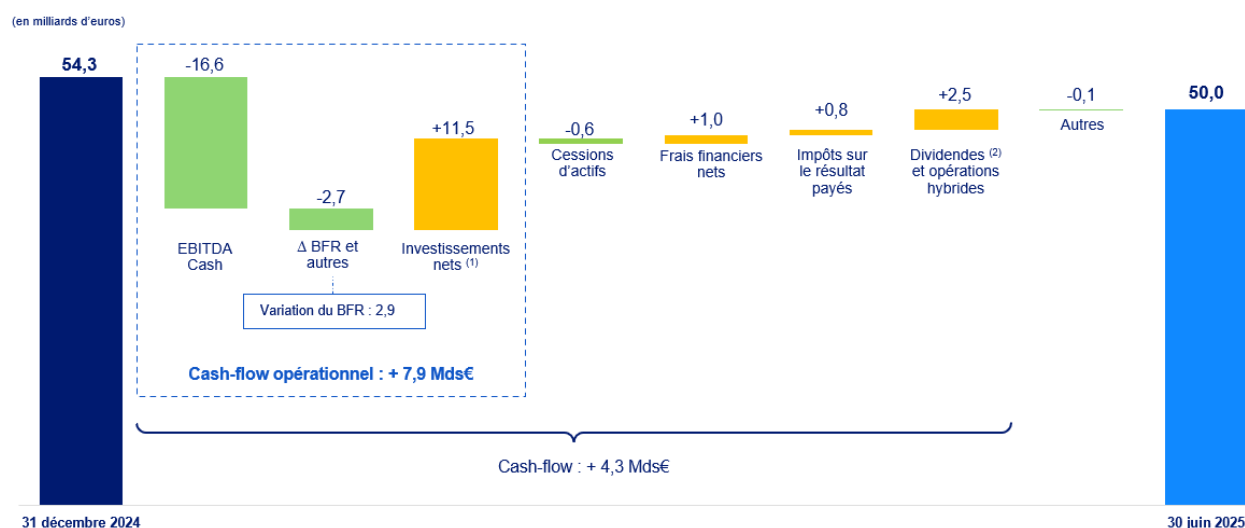
L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier net de 49 982 millions d'euros est en baisse de 4 364 millions d'euros par rapport à fin 2024.

Les émissions obligataires réalisées pour un montant de 7 445 millions d'euros et la baisse des taux de la dette court terme permettent la maîtrise du coût du financement.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	87 457	86 372	1 085	1%
Dérivés de couvertures des dettes	561	(1 381)	1 942	-141%
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 728)	(9 238)	(1 490)	16%
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(27 329)	(21 478)	(5 851)	27%
Dérivés macro- couverture sur titres de dettes liquides	21	(29)	50	-172%
ENDETTEMENT FINANCIER NET	49 982	54 246	(4 264)	-8%

VARIATION DE L'ENDETTEMENT NET ENTRE LE 31 DÉCEMBRE 2024 ET LE 30 JUIN 2025



(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

(2) Dont 2 Mds€ de distribution de primes d'émission à l'Etat.

5.2 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à 4 294 millions d'euros versus 2 008 millions d'euros au premier semestre 2024. Il s'explique par un cash-flow opérationnel de 7,9 milliards d'euros essentiellement lié au cash généré par les activités de trading et les activités en France (régulées et non régulées), la cession de l'activité de stockage de gaz Edison Stoccaggio en Italie pour 0,6 milliard d'euros et la distribution d'une prime d'émission de 2 milliards d'euros à l'Etat.

Le besoin en fonds de roulement diminue de 2,9 milliards d'euros dont :

- une amélioration de 5,3 milliards d'euros en raison de la diminution des créances clients liée à la saisonnalité (volume et prix) ;
- une dégradation de 1,6 milliard d'euros liée à un déficit de compensation des charges dans le mécanisme de CSPE.

Les investissements nets atteignent 11,5 milliards d'euros, en hausse de 0,4 milliard d'euros en raison principalement du projet Hinkley Point C et du programme EPR2, ainsi que du développement et du renforcement des réseaux. En 2024, les investissements intégraient l'acquisition d'Arabelle Solutions et des 5 % d'Assystem dans le capital de Framatome pour 0,9 milliard d'euros.

5.2.1 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions) s'élèvent à 11 471 millions d'euros, en hausse de 416 millions d'euros par rapport au premier semestre 2024.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2025	1 ^{er} semestre 2024	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	3 930	4 462	(532)	-12%
France - Activités régulées	3 414	2 721	693	25%
EDF power solutions	391	1 150	(759)	-66%
Dalkia	163	107	56	52%
Industrie et Services	382	220	162	74%
Royaume-Uni	2 917	2 041	876	43%
Italie	220	213	7	3%
Autres	54	141	(87)	-62%
INVESTISSEMENTS NETS	11 471	11 055	416	4%

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en baisse de (532) millions d'euros, principalement du fait de l'acquisition des activités nucléaires d'Arabelle Solutions, du rachat des parts d'Assystem dans Framatome, réalisées en 2024, sans équivalent en 2025, partiellement compensées par la montée en puissance du projet EPR 2 et de l'augmentation sur le parc existant (Grand carénage).

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** sont en augmentation de 693 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements, renforcement et modernisation du réseau et des grands projets insulaires (Larivot et Ricanto).

Les investissements nets du nouveau segment **EDF power solutions** sont en baisse de (759) millions d'euros essentiellement liée à des opérations de refinancement sur les actifs existants.

Les investissements nets du segment **Industrie et Services** sont en augmentation de 162 millions d'euros et ceux du segment **Autres** sont en baisse de (87) millions d'euros, en lien avec l'acquisition des activités nucléaires d'Arabelle Solutions.

Au **Royaume-Uni**, la hausse des investissements nets de 876 millions d'euros traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C et la déconsolidation de Sizewell en décembre 2024.

5.2.2 Cessions d'actifs

Sur le premier semestre 2025, le Groupe enregistre la cession le 3 mars 2025 par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA.

5.2.3 Actifs dédiés

Conformément à la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme.

Les flux nets sur actifs dédiés s'élèvent à (79) millions à fin juin 2025. Ils correspondent :

- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006;
- aux réinvestissements des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts).

A fin juin 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 106,3%. Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur la période.

5.2.4 Distributions de l'émetteur

A fin juin 2025, le Groupe a distribué 2 489 millions d'euros, dont :

- 2 000 millions d'euros distribués à l'Etat français, son actionnaire unique, imputés sur les primes liées au capital social ;
- 212 millions d'euros envers les porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée ;
- 279 millions d'euros de dividendes versés par des filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires.

5.3 Autres variations non monétaires

L'effet de change a un impact défavorable de (71) millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à la dépréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro⁽¹⁾.

Les **autres variations non monétaires** s'établissent à 181 millions d'euros à fin juin 2025 contre (94) millions à fin juin 2024. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16), d'intérêts courus sur les dettes financières et de variation de juste valeur de la dette.

(1) Dépréciation de 3,08% de la livre sterling face à l'euro : 1,1689 €/£ au 30 juin 2025 et 1,2060 €/£ au 31 décembre 2024 ; Dépréciation de 11,36% du dollar américain face à l'euro : 0,8532 €/€ en juin 2025 et 0,9626 €/€ au 31 décembre 2024.

6 Performance extra-financière

Les objectifs RSE du groupe EDF s'inscrivent dans le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et dans la raison d'être du Groupe: EDF s'engage à bâtir le système électrique bas carbone de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste.

Seuls les indicateurs calculés à fin juin 2025 et ayant varié par rapport à décembre 2024 figurent ci-dessous (pour plus d'informations, voir Chapitre 5.1.5 Performance extra-financière, du Document d'enregistrement universel 2024).

L'Environnement

Avec 95 % de sa production d'électricité décarbonée à fin juin 2025 le groupe EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité bas carbone⁽¹⁾ et poursuit son ambition de contribuer à la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Intensité carbone

En 2024, l'intensité carbone⁽²⁾ produite par le groupe EDF s'établit à 30 gCO₂/kWh. Elle est l'une des plus faibles au monde et environ sept fois inférieure à la moyenne des *utilities* européennes (210 gCO₂/kWh⁽³⁾). Cette performance est confirmée au premier semestre 2025. En effet, les effets conjugués d'une production nucléaire en hausse par rapport au premier semestre 2024, d'un équilibre offre-demande détendu et la sortie du groupe de l'actif de MECO permettent d'atteindre une intensité de 26,2 gCO₂/kWh.

Indicateur groupe EDF	Réalisé S1 2025	Réalisé S1 2024
Intensité carbone (gCO ₂ /kWh)	26,2	29,2

Social

Santé-sécurité

La santé et la sécurité sont indissociables chaque jour des activités du groupe EDF. EDF continue à enregistrer des accidents mortels liés à l'activité professionnelle, conduisant à affirmer comme une priorité absolue la nécessité d'éradiquer ces événements grâce en particulier à un renforcement de l'application des 10 règles vitales⁽⁴⁾ du Groupe portant sur les principaux risques métiers (électrique, levage, travail en hauteur, risque routier...).

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR⁽⁵⁾ (Lost Time Incident Rate) global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

Indicateur	Périmètre	S1 2025	S1 2024	Progression
LTIR	Salariés+Prestataires	1,7	1,7	Stabilité

(1) Source : Enerdata, World ranking of zero direct CO₂ emissions producers

(2) L'intensité carbone est un ratio calculé entre les émissions Scope 1 (Émissions directes de CO₂ liées à la production, hors analyse du cycle de vie, ACV, des moyens de production et des combustibles) du Groupe des centrales de production d'électricité et de chaleur et leurs productions associées

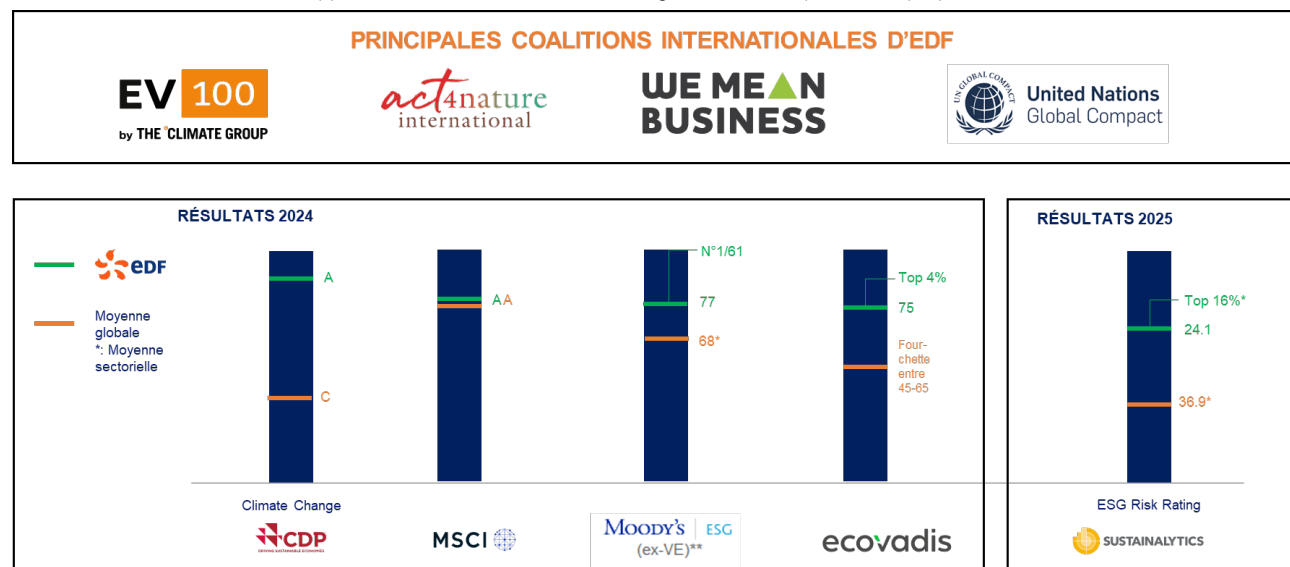
(3) Source : Valeur 2023, EU-27, Agence européenne de l'environnement, *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, octobre 2024

(4) <https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/sante-et-securite/10-regles-vitales>.

(5) Lost Time Incident Rate (LTIR) : le taux de fréquence global du LTIR du Groupe représente le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle (salariés et prestataires, quel que soit le niveau de sous-traitance y compris cotraitance et intérimaires) avec arrêt supérieur ou égal à un jour, survenu au cours d'une période de 12 mois rapporté à un million d'heures travaillées. Il se calcule en multipliant le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle conduisant à un arrêt de travail par un million et rapporté au nombre d'heures travaillées salariés.

Notations extra-financières

Le groupe EDF est noté par des agences de notation ESG et des gestionnaires de fonds durables, qui évaluent les entreprises sur leurs politiques et leurs résultats en matière de développement durable, selon des méthodologies sectorielles qui leur sont propres.



**La note ESG de Moody's obtenue en 2024 est valable 2 ans.

La trajectoire carbone du Groupe, a été validée comme compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C par Moody's en février 2024.

7 Perspectives financières

Perspectives 2025 inchangées

EBE solide, attendu en retrait dans un contexte de baisse des prix de marché.

Production nucléaire en France, y compris Flamanville 3, estimée à **350-370 TWh** en 2025, 2026 et 2027.

Objectifs 2027 confirmés⁽¹⁾

Endettement financier net / EBE : **≤ 2,5x**

Dettes économiques ajustées / EBE ajusté⁽²⁾ : **≤ 4x**

(1) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2025 et d'une hypothèse de production nucléaire en France y compris Flamanville 3 de 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027.

(2) Ratio à méthodologie S&P constante

8 Gestion et contrôle des risques marchés

8.1 Gestion et contrôle des risques financiers

Les éléments relatifs à la gestion des risques du Groupe liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée sur le premier semestre 2025 sont détaillés ci-dessous.

8.1.1 Gestion du risque de liquidité

Les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 38 057 millions d'euros au 30 juin 2025, en augmentation de 12 461 millions d'euros par rapport à décembre 2024.

Evolution des passifs financiers

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Sur le premier semestre 2025, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans quatre devises pour un équivalent d'environ 7,4 milliards d'euros, dont environ 600 millions d'euros équivalent d'émissions additionnelles sur des souches obligataires existantes.

EDF a également émis 765 millions d'euros dans le cadre de son programme NeuMTN.

EDF a annoncé le 18 décembre 2024 l'exercice de l'option de remboursement anticipé à la main d'EDF des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros (ISIN FR0011401751), remboursées le 29 janvier 2025.

Sur le premier semestre 2025, le Groupe a conclu des lignes de crédit bilatérales de maturités 3 à 7 ans pour un total de 790 millions d'euros, intégralement tirées et en a remboursé 790 millions d'euros sur la période.

Au 30 juin 2025, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit⁽¹⁾ :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux ⁽¹⁾	Swaps de change ⁽¹⁾	Garanties données sur emprunts
< 1 an	16 990	(81)	(361)	72
1 à 5 ans	36 412	(536)	(885)	562
> 5 ans	90 817	(41)	(2 279)	360
TOTAL	144 219	(658)	(3 525)	994
dont remboursement du nominal	87 457			
dont charges d'intérêts	56 762			

(1) Les données sur les instruments de couverture incluent les positions actives et passives

Au 30 juin 2025, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 1 899 millions d'euros de NEU CP.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 30 juin 2025 s'établit à 12,4 ans contre 12,1 ans à fin juin 2024.

Lignes de crédit et financements disponibles

Au 30 juin 2025, EDF SA dispose d'un montant global de 14 190 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros indexé sur des indicateurs ESG d'une maturité jusqu'en novembre 2029. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2025;
- les lignes bilatérales représentent 8 190 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juillet 2028.

Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de sécurité.

Les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 30 juin 2025 pour un montant cumulé de 3 175 millions d'euros.

En outre, EDF dispose d'une option pour émettre deux tranches d'émissions obligataires en 2026 et 2027 pour un montant global de 3 milliards de livres sterling dans le cadre de l'accord signé le 20 juin 2025 avec Apollo.

EDF Trading a quant à elle signé un crédit syndiqué de 2 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en juin 2027.

(1) Valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 30 juin 2025.

8.1.2 Notation financière

Au 30 juin 2025, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont inchangées par rapport au 31 décembre 2024.

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective stable	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective négative	F2
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB- avec perspective positive	B
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective stable	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB avec perspective positive	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective stable	n. a.

n. a. = non applicable.

8.1.3 Gestion du risque de change

Par la diversification de ses activités et de son implantation géographique, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des parités de change, qui peuvent avoir un impact sur les écarts de conversion des postes de bilan, les charges financières du Groupe, les fonds propres, les résultats et les taux de rentabilité interne (TRI) des projets.

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe utilise différents outils : financement en devises, adossement actif/passif, couverture des flux opérationnels (principes détaillés dans le rapport d'activité annuel 2024).

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 30 JUIN 2025, PAR DEVISE AVANT ET APRÈS COUVERTURE

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2025 par devise et après couverture, se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	47 893	26 125	74 018	84,6%
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 291	(21 436)	855	1,0%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 991	(1 003)	10 988	12,6%
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 282	(3 686)	1 596	1,8%
TOTAL DES EMPRUNTS	87 457	-	87 457	100%

(1) Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2025.

(en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	74 018	7 402	81 420
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	855	85	940
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 988	1 099	12 087
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 596	160	1 756
TOTAL DES EMPRUNTS	87 457	8 746	96 203

Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

8.1.4 Gestion du risque de taux d'intérêt

Au 30 juin 2025, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 52 % à taux fixe et 48 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 423 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2025 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,46% à fin juin 2025 (vs 4,21% à fin juin 2024).

STRUCTURE DE LA DETTE DU GROUPE ET SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	71 292	(26 187)	45 105	
À taux variable	16 165	26 187	42 352	424
TOTAL DES EMPRUNTS	87 457	-	87 457	424

8.1.5 Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF

Des actifs dédiés ont été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme, et la loi du 28 juin 2006 et ses textes d'application ont défini les provisions non liées au cycle d'exploitation qui doivent être couvertes par ces actifs.

Au 30 juin 2025, la valeur globale du portefeuille s'élève à 40 746 millions d'euros, contre 40 320 millions d'euros à fin décembre 2024.

L'évolution des actifs dédiés sur le premier semestre 2025, ainsi que leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable, sont décrites en note 14.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2025.

COMPOSITION ANALYTIQUE ET PERFORMANCE DU PORTEFEUILLE DES ACTIFS DÉDIÉS D'EDF

(en millions d'euros)	30/06/2025			31/12/2024		
	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance du premier semestre 2025	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance de l'exercice 2024
Actifs de rendement	24,0 %	9 755	3,6 %	23,5 %	9 485	4,6 %
Actifs de croissance	38,1 %	15 543	1,1 %	41,3 %	16 633	21,0 %
Actifs de taux	37,9 %	15 448	1,8 %	35,2 %	14 202	4,5 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	100,0 %	40 746	1,9 %	100,0 %	40 320	10,8 %

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,0 % au 30 juin 2025.

8.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de trading. Il est donc exposé aux fluctuations des prix de marché des énergies qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel (politique et principes de gestion opérationnelle détaillés rapport d'activité annuel 2024, chapitre 7.2).

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de trading du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros.

Au premier semestre 2025, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR⁽¹⁾ de 50 millions d'euros, et une limite stop-loss de 180 millions d'euros.

(1) Value at Risk : mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés.

ELECTRICITE DE FRANCE

**Rapport des commissaires aux comptes
sur l'information financière semestrielle**

(Période du 1^{er} janvier 2025 au 30 juin 2025)

PricewaterhouseCoopers Audit

63, rue de Villiers
92208 Neuilly-sur-Seine cedex
France

KPMG SA

Tour EQHO - 2, avenue Gambetta
92066 Paris La Défense cedex
France

Rapport des commissaires aux comptes
sur l'information financière semestrielle

(Période du 1^{er} janvier 2025 au 30 juin 2025)

A l'Actionnaire Unique

ELECTRICITE DE France S.A.

22 avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08

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 semestriels consolidés résumés de la société ELECTRICITE DE France S.A., relatifs à la période du 1^{er} janvier 2025 au 30 juin 2025, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés résumés 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.

I - 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 semestriels consolidés résumés avec la norme IAS 34, norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

II - Vérification spécifique

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

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

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 24 juillet 2025

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit
Séverine Scheer Cédric Haaser

KPMG SA
Marie Guillemot Jacques-François Lethu

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
DU SEMESTRE CLOS AU 30 JUIN 2025**

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2025	S1 2024
Chiffre d'affaires	5.1	59 436	60 200
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(30 361)	(27 857)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(4 897)	(4 701)
Charges de personnel		(8 890)	(8 360)
Impôts et taxes	5.3	(2 632)	(3 062)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	2 814	2 468
Excédent brut d'exploitation	5	15 470	18 688
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	(144)	696
Dotations aux amortissements		(6 059)	(5 772)
(Pertes de valeur)/reprises	10.3	(185)	(276)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(120)	(3 690)
Résultat d'exploitation		8 962	9 646
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(1 598)	(2 026)
Effet de l'actualisation	8.2	(1 465)	(1 288)
Autres produits et charges financiers	8.3	1 810	3 301
Résultat financier	8	(1 253)	(13)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		7 709	9 633
Impôts sur les résultats	9	(2 304)	(2 466)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	252	178
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		5 657	7 345
dont résultat net - part du Groupe		5 475	7 039
Résultat net des activités poursuivies		5 475	7 039
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		182	306
Activités poursuivies		182	306
Activités en cours de cession		-	-

(1) Les autres consommations externes sont nettes de la production stockée et immobilisée.

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2025			S1 2024		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Résultat net consolidé		5 475	182	5 657	7 039	306	7 345
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5	1 176	(56)	1 120	1 497	(7)	1 490
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(291)	8	(283)	(385)	1	(384)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5	562	-	562	(407)	-	(407)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(28)	-	(28)	13	-	13
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	17.1.2	64	-	64	79	-	79
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(17)	-	(17)	(20)	-	(20)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	17.5	(175)	-	(175)	31	-	31
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		45	-	45	(8)	-	(8)
Écarts de conversion des entités contrôlées		(1 528)	(258)	(1 786)	727	264	991
Quote-part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		(507)	(3)	(510)	113	1	114
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		(699)	(309)	(1 008)	1 640	259	1 899
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	17.1.2	5	-	5	2	-	2
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	15.1.2	916	-	916	529	52	581
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(236)	-	(236)	(140)	(15)	(155)
Quote-part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises		42	-	42	17	-	17
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		727	-	727	408	37	445
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		28	(309)	(281)	2 048	296	2 344
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		5 503	(127)	5 376	9 087	602	9 689
dont résultat global des activités poursuivies		5 503	(127)	5 376	9 087	602	9 689
dont résultat global des activités en cours de cession		-	-	-	-	-	-

Bilan consolidé

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	30/06/2025	31/12/2024
Goodwill	10.1	7 057	7 108
Autres actifs incorporels	10.1	13 381	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	110 718	108 100
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10	69 962	68 663
Immobilisations en concessions des autres activités	10	6 607	6 616
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	9 405	10 167
Actifs financiers non courants	17.1	55 189	55 951
Autres débiteurs non courants	12.3	2 187	1 979
Impôts différés actifs	9	3 311	4 553
Actif non courant		277 817	275 704
Stocks		18 341	19 248
Clients et comptes rattachés	12.2	19 438	24 139
Actifs financiers courants	17.1	34 434	26 739
Actifs d'impôts courants		610	834
Autres débiteurs courants	12.3	9 671	10 355
Trésorerie et équivalents de trésorerie	18.2	10 728	7 597
Actif courant		93 222	88 912
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	88	589
TOTAL DE L'ACTIF		371 127	365 205

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	Notes	30/06/2025	31/12/2024
Capital	13	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		63 863	60 771
Capitaux propres - part du Groupe		65 947	62 855
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	13.4	10 896	11 029
Total des capitaux propres	13	76 843	73 884
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	14	67 471	68 829
Provisions pour avantages du personnel	15	16 334	17 284
Autres provisions	16	6 243	6 022
Provisions non courantes		90 048	92 135
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		50 899	50 603
Passifs financiers non courants	17.2	77 674	71 096
Autres créditeurs non courants	12.5	5 621	6 039
Impôts différés passifs		1 567	1 070
Passif non courant		225 809	220 943
Provisions courantes	14, 15 et 16	7 523	6 920
Fournisseurs et comptes rattachés	12.4	17 389	19 466
Passifs financiers courants	17.2	19 224	18 888
Dettes d'impôts courants		356	351
Autres créditeurs courants	12.5	23 956	24 631
Passif courant		68 448	70 256
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	27	122
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		371 127	365 205

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2025	S1 2024
Opérations d'exploitation :			
Résultat net consolidé		5 657	7 345
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
Résultat net des activités poursuivies		5 657	7 345
Pertes de valeur / (reprises)		185	276
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		7 792	6 707
Produits et charges financiers		392	759
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		414	83
Plus ou moins-values de cession		(48)	184
Impôt sur les résultats		2 304	2 466
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(252)	(178)
Variation du besoin en fonds de roulement	12.1	2 944	(706)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		19 388	16 936
Frais financiers nets décaissés ⁽¹⁾		(964)	(1 171)
Impôts sur le résultat payés		(817)	(2 094)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		17 607	13 671
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		17 607	13 671
Opérations d'investissement :			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(143)	(503)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		876	109
Investissements incorporels et corporels ⁽²⁾		(12 021)	(11 421)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		131	66
Variations d'actifs financiers	17.1.2	(9 346)	(1 577)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(20 503)	(13 326)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(20 503)	(13 326)
Opérations de financement :			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾		66	991
Distributions versées par EDF	13.2	(2 000)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(279)	(429)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(2 213)	562
Émissions d'emprunts	17.2.2.1	12 534	13 777
Remboursements d'emprunts ⁽⁴⁾	17.2.2.1	(3 740)	(16 144)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)		-	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(212)	(307)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		155	192
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		8 737	(2 482)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		6 524	(1 920)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		6 524	(1 920)
Flux de trésorerie des activités poursuivies		3 628	(1 575)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 628	(1 575)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		7 597	10 775
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		3 628	(1 575)
Variations de change		(461)	97
Autres variations non monétaires		(36)	(59)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		10 728	9 238

(1) Au 30 juin 2025, les « produits financiers sur disponibilité et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement sont reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 184 millions d'euros (156 millions d'euros au 30 juin 2024). L'information comparative 2024 a été retraitée en conséquence.

(2) Les investissements incorporels et corporels comprennent (10 085) millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles ((9 663) millions d'euros en 2024), (1 145) millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles ((1 151) millions d'euros en 2024) et (790) millions d'euros de variations des dettes fournisseurs d'immobilisations ((606) millions d'euros en 2024).

(3) Comprenaient en 2024 l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 1 086 millions d'euros ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros.

(4) Dont (1 250) millions d'euros au titre du rachat des TSDI sur le premier semestre 2025 (sans équivalent sur le premier semestre 2024).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2025 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultats ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2024	2 084	1 579	(357)	59 549	62 855	11 029	73 884
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	(2 015)	1 316	727	28	(309)	(281)
Résultat net	-	-	-	5 475	5 475	182	5 657
Résultat global consolidé	-	(2 015)	1 316	6 202	5 503	(127)	5 376
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	(212)	(212)	-	(212)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	-	-	-	-
Distributions versées par EDF	-	-	-	(2 000)	(2 000)	-	(2 000)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(298)	(298)
Autres variations ⁽³⁾	-	-	(4)	(195)	(199)	292	93
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2025	2 084	(436)	955	63 344	65 947	10 896	76 843

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du résultat global. Elles correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, y compris les montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de devises (cross-currency swaps).

(2) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2025, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du groupe EDF dans le projet Hinkley Point C (74,89 % au 30 juin 2025 et 72,60 % au 31 décembre 2024).

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2024 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) ⁽¹⁾	Autres réserves consolidées et résultats ⁽²⁾	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	2 084	(19)	(1 732)	51 835	52 168	11 951	64 119
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	833	807	408	2 048	296	2 344
Résultat net	-	-	-	7 039	7 039	306	7 345
Résultat global consolidé	-	833	807	7 447	9 087	602	9 689
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	(307)	(307)	-	(307)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	(1 243)	(1 243)	-	(1 243)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(450)	(450)
Autres variations ⁽³⁾	-	-	-	(560)	(560)	1 684	1 124
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2024	2 084	814	(925)	57 172	59 145	13 787	72 932

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income - OCI recyclable) sont détaillées dans l'état du résultat global. Elles correspondent aux effets des évaluations en valeur de marché des titres de dettes ainsi que des instruments financiers de couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets à l'étranger, y compris les montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés. Elles incluent également les variations de valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de devises (cross-currency swaps).

(2) Les variations de juste valeur en OCI non recyclable sont présentées dans cette colonne.

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2024, au Royaume-Uni, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 1 225 millions d'euros.

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

NOTE 1	Référentiel comptable du Groupe	40	NOTE 12	Besoin en fonds de roulement (BFR)	57
1.1	Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	40	12.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	57
1.2	Évolutions du référentiel comptable	40	12.2	Clients et comptes rattachés	57
1.3	Jugements et estimations de la Direction du Groupe	40	12.3	Autres débiteurs	58
1.4	Méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires	40	12.4	Fournisseurs et comptes rattachés	58
			12.5	Autres créiteurs	59
NOTE 2	Synthèse des faits marquants	41	NOTE 13	Capitaux propres	60
NOTE 3	Périmètre de consolidation	42	13.1	Capital social	60
3.1	Évolutions du périmètre de consolidation	42	13.2	Distributions de l'émetteur	60
3.2	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	42	13.3	Titres subordonnés à durée indéterminée	60
3.3	Parties liées	42	13.4	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	60
NOTE 4	Informations sectorielles	43	NOTE 14	Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	61
NOTE 5	Excédent brut d'exploitation	44	14.1	Provisions nucléaires en France	62
5.1	Chiffre d'affaires	45	14.2	Actifs dédiés d'EDF	64
5.2	Achats de combustible et d'énergie	47	14.3	Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF	65
5.3	Impôts et taxes	47	NOTE 15	Provisions pour avantages du personnel	66
5.4	Autres produits et charges opérationnels	48	15.1	Provisions pour avantages du personnel du Groupe	66
NOTE 6	Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	48	15.2	Hypothèses actuarielles	67
NOTE 7	Autres produits et charges d'exploitation	48	NOTE 16	Autres provisions	68
NOTE 8	Résultat financier	49	16.1	Autres provisions pour déconstruction	68
8.1	Coût de l'endettement financier brut	49	16.2	Autres provisions	68
8.2	Effet de l'actualisation	49	NOTE 17	Actifs et passifs financiers	70
8.3	Autres produits et charges financiers	49	17.1	Actifs financiers	70
NOTE 9	Impôts sur les résultats	49	17.2	Passifs financiers	72
NOTE 10	Actifs immobilisés	50	17.3	Lignes de crédit non utilisées	74
10.1	Goodwill et autres actifs incorporels	50	17.4	Juste valeur des emprunts et dettes financières	74
10.2	Immobilisations corporelles	52	17.5	Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	74
10.3	Pertes de valeur et reprises	54	NOTE 18	Indicateurs financiers	75
NOTE 11	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	55	18.1	Résultat net courant	75
11.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	55	18.2	Endettement financier net	75
11.2	Taishan	55	NOTE 19	Passifs et actifs éventuels	76
11.3	Sizewell C	55	19.1	Contrôles fiscaux	76
11.4	Autres participations	56	19.2	Contentieux ARENH – Force majeure	76
			19.3	Edison	76
			19.4	Arbitrage Venture Global	76
			NOTE 20	Engagements hors bilan	77
			20.1	Engagements donnés	77
			20.2	Engagements reçus	79
			NOTE 21	Événements postérieurs à la clôture	79

Annexe aux comptes consolidés

Électricité de France (EDF ou la « Société ») est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30, avenue de Wagram, 75008 Paris).

Les comptes consolidés résumés (ci-après « les comptes consolidés ») reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour le semestre écoulé au 30 juin 2025.

Le Groupe est un énergéticien intégré présent sur l'ensemble des métiers de l'énergie : la production d'énergie (nucléaire, hydraulique, éolienne et solaire, thermique...), le transport, la distribution, la commercialisation, le négoce, les services énergétiques, la fabrication et la fourniture d'équipements et d'assemblages de combustibles nucléaires ainsi que les prestations de services pour les réacteurs.

Les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2025 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 24 juillet 2025.

Note 1 Référentiel comptable du Groupe

1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 16/06/2002 du 19 juillet 2002, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2025 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2025. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2024.

Les comptes consolidés du Groupe sont présentés en millions d'euros. Les totaux des tableaux étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

À l'exception des évolutions relatives au référentiel comptable détaillées en note 1.2 et des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires précisées en note 1.4, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1.3 et dans les différentes notes concernées de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

1.2 Évolutions du référentiel comptable

Amendements de la norme IAS 21 - Effets des variations des taux de change - Absence de convertibilité

Applicable à compter du 1^{er} janvier 2025, cet amendement apporte des indications pour déterminer si une monnaie est échangeable contre une autre monnaie ainsi que le taux de change à retenir lorsqu'elle ne l'est pas et précise les informations à communiquer dans ce contexte.

L'application de cet amendement n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe au 30 juin 2025.

Par ailleurs, le Groupe n'a pas appliqué par anticipation les normes et amendements publiés par l'IASB d'application non obligatoire au 1^{er} janvier 2025 au sein de l'Union européenne.

1.3 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

L'établissement des états financiers nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, des produits et des charges de l'exercice ainsi que pour la prise en compte des aléas positifs et négatifs existant à la date de clôture. En fonction de l'évolution des hypothèses considérées ou de conditions économiques différentes de celles existantes en date de clôture, les montants qui figureront dans les futurs états financiers du Groupe pourraient différer significativement des estimations actuelles.

Dans un contexte de volatilité des marchés financiers et de l'énergie, les paramètres concourant aux estimations retenues sont fondés sur des hypothèses macroéconomiques adaptées au cycle de très long terme des actifs du Groupe.

Les principaux jugements et estimations du Groupe sont décrits en note 1.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

1.4 Méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires

1.4.1 Avantages du personnel

Le montant de l'engagement au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des autres avantages à long terme au 30 juin est calculé en projetant sur un semestre l'engagement de la clôture annuelle précédente, compte tenu des prestations versées et des mouvements sur les actifs de couverture et ajusté le cas échéant des changements de régime.

En cas de modification, réduction ou liquidation de régime intervenant en cours de période, les hypothèses actuarielles et l'évaluation des engagements sont mises à jour à la date du changement. À compter de cette date, le coût des services rendus et l'intérêt net au titre des prestations définies sont ajustés en conséquence.

Hormis les situations visées précédemment, les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les arrêts intermédiaires sont modifiées par rapport à celles utilisées lors des clôtures annuelles si des évolutions significatives interviennent sur certains paramètres (par exemple le taux d'actualisation) (voir note 15.2).

1.4.2 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur le résultat est calculée pour les comptes consolidés semestriels en appliquant au résultat comptable de la période le taux d'impôt moyen annuel estimé pour l'année fiscale en cours pour chaque entité ou groupe fiscal. Le calcul tient compte de la saisonnalité des opérations et autres éléments exceptionnels affectant significativement la charge d'impôt sur le résultat.

Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs du premier semestre 2025 du Groupe sont les suivants :

• Développements dans le nucléaire :

- EPR de Flamanville 3 : le couplage de l'unité de production a été réalisé le 21 décembre 2024. Le 31 janvier 2025, l'ASNR a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de Puissance Nominale. Depuis, la tranche a poursuivi la séquence d'essais de montée en puissance et a franchi le palier de 60 % de Puissance Nominale le 30 mai 2025. Le franchissement du palier de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASNR. Ainsi, la montée en puissance par palier de l'EPR va se poursuivre en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de Puissance Nominale (voir note 10.2),
- EPR 2 : la revue de maturité technique et la consolidation des coûts à terminaison du programme se poursuivent et le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État qui prévoient un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public (voir note 10.1),
- Sizewell C : EDF a signé un accord pour son investissement dans le projet Sizewell C pour un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling qui devrait se faire progressivement pendant la période de construction à partir de l'automne. EDF détiendra une participation de 12,5 % dans le capital de Sizewell C (voir note 11.3 et cf. communiqué de presse du Groupe du 22 juillet 2025).

• Politique commerciale : EDF est pleinement engagée dans le déploiement de sa politique commerciale qui vise à offrir un plus large choix de contrats d'électricité bas carbone de moyen et long terme pour réduire l'exposition des clients à la volatilité des prix sur les marchés de gros (cf. communiqué de presse du Groupe du 6 mars 2025). Dans ce contexte :

- EDF et Aluminium Dunkerque ont signé le 15 mai 2025 un protocole d'accord fixant les principes d'un contrat d'approvisionnement en électricité sur 10 ans (cf. communiqué de presse du Groupe du 15 mai 2025),
- EDF et le groupe Marcegaglia ont signé le 24 juin 2025 une lettre d'intention pour un contrat d'approvisionnement électrique du futur site de Fos-sur-Mer pour au moins 10 ans qui correspond à 50% des besoins de l'ensemble du site. Cette lettre d'intention préfigure le contrat d'allocation de production nucléaire qui serait finalisé à la fin de l'été (cf. communiqué de presse du Groupe du 24 juin 2025).

• Énergies renouvelables :

EDF Renouvelables⁽¹⁾ a annoncé la mise en service complète du premier parc éolien flottant français, Provence Grand Large, situé au large du golfe de Fos (Bouches-du-Rhône) qui dispose d'une puissance de 25 MW (cf. communiqué de presse du Groupe du 5 juin 2025).

• Opérations de financement :

Le Groupe a procédé à plusieurs émissions d'obligations sur le premier semestre 2025 pour un montant total de 7 445 millions d'euros dont 3 615 millions d'euros d'émissions vertes (voir note 17.2.2).

(1) La marque EDF Renouvelables est renommée EDF power solutions depuis le 17 juin 2025.

Note 3 Périmètre de consolidation

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

Évolutions du périmètre sur le premier semestre 2025

Sur le premier semestre 2025, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- la cession le 3 mars 2025 par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour un montant de 565 millions d'euros. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants étaient classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (cf. communiqué de presse d'Edison du 3 mars 2025 et note 3.2) ;
- les acquisitions par Framatome le 31 mars 2025 de Segault SAS et Velan SAS (renommée Valserve SAS), sociétés spécialisées dans la conception, la fabrication et la maintenance de robinetterie de réacteurs nucléaires (cf. communiqués de presse de Framatome du 31 mars 2025) ;
- le rapprochement au 1^{er} avril 2025 des activités de *trading* au Japon des groupes JERA et EDF Trading sous l'égide de JERA Global Markets, la co-entreprise détenue à 33% par EDF Trading (cf. communiqué de presse d'EDF Trading du 27 mars 2025) ;
- la sortie du périmètre de consolidation au 31 mai 2025 de Shandong Zhonghua Power Company, qui était détenue à 19,6 % et mise en équivalence, suite au transfert des titres à China Energy Investment Group. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe ;
- la sortie du périmètre de consolidation au 30 juin 2025 de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), qui était détenue à 56,25 % et consolidée en intégration globale, à la suite de la fin du contrat de concession le 4 février 2025. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe.

Évolutions attendues postérieures au 30 juin 2025

- le 11 avril 2025, Edison a signé un accord avec HELLENiQ Energy Holdings S.A concernant la vente d'Elpedison BV, détenue à 50 % et mise en équivalence dans les comptes du Groupe. La cession, qui a été finalisée le 15 juillet 2025, met fin à la coentreprise après plus de 15 ans de développement en commun. Le prix de la transaction atteint un montant d'environ 200 millions d'euros pour la part détenue par Edison et environ 540 millions d'euros pour la valeur totale d'Elpedison (cf. communiqué de presse d'Edison du 15 juillet 2025) ;
- EDF Energy a déposé une offre publique d'achat (OPA) amicale en numéraire pour racheter les parts restantes de Pod Point qu'elle ne détient pas encore (soit environ 47 % du capital). Le Conseil d'administration de Pod Point a approuvé les termes de cette offre et l'opération devrait être finalisée sur le second semestre 2025.

Évolutions du périmètre sur l'exercice 2024

En 2024, le Groupe a connu les principales évolutions de périmètre suivantes :

- l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Steam Power. Ce sous-groupe est consolidé en intégration globale sous la dénomination Arabelle Solutions au sein du secteur « Industrie et Services » ;
- la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd qui est mise en équivalence depuis le 31 décembre 2024. La société était précédemment contrôlée et consolidée en intégration globale.

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	88	589
Immobilisations corporelles et incorporelles	-	417
Autres actifs courants ⁽¹⁾	88	172
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	27	122
Provisions et autres passifs non courants	27	100
Autres passifs courants ⁽¹⁾	-	22

(1) Les autres actifs et passifs courants sont composés d'éléments du besoin en fonds de roulement.

L'évolution sur le premier semestre 2025 est liée à la cession des actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie (Stoccaggio).

3.3 Parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2024. En particulier, le Groupe continue à entretenir des relations significatives avec les entreprises du secteur public notamment avec le groupe Orano pour la fourniture, le transport et le retraitement du combustible nucléaire.

Note 4 Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée conformément à la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Au 30 juin 2025, l'information sectorielle du Groupe a évolué pour refléter la nouvelle organisation d'EDF power solutions mise en œuvre au cours du premier semestre. Celle-ci vise à rapprocher, sous la même direction, les équipes et activités de la Direction Internationale et d'EDF Renouvelables au sein d'une gouvernance unique. L'information sectorielle du Groupe a été modifiée dans les comptes consolidés au 30 juin 2025 comme suit :

- création d'un nouveau secteur opérationnel « EDF power solutions », rapprochant l'ancien secteur opérationnel « EDF Renouvelables » ainsi que les entités transférées ou devant être transférées qui se trouvaient auparavant au sein du secteur « Autres international » ;
- les activités résiduelles du segment « Autres International » (essentiellement en Chine) sont désormais présentées au sein du secteur « Autres » car leurs agrégats ne dépassent pas les seuils précisés par IFRS 8. Pour rappel, le secteur « Autres » inclut principalement les activités de trading (EDF Trading), les activités « Gaz » du Groupe et d'EDF Investissements Groupe.

L'information au 30 juin 2024 a été retraitée selon cette nouvelle présentation pour permettre la comparabilité des données.

Les données sectorielles s'entendent avant élimination intersecteurs.

4.1.1 Au 30 juin 2025

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services	Royaume -Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :										
Chiffre d'affaires externe	21 035	11 370	1 571	8 633	9 109	2 209	2 692	2 817	-	59 436
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 181	28	1 354	13	207	461	385	320	(3 949)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	22 216	11 398	2 925	8 646	9 316	2 670	3 077	3 137	(3 949)	59 436
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(4 878)	(2 702)	(2 468)	(990)	(670)	(1 180)	(1 688)	(190)	979	(13 787)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	7 327	4 112	284	1 334	743	611	249	1 008	(198)	15 470
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 628	2 168	23	954	425	(18)	97	883	(198)	8 962
Bilan :										
GOODWILL	128	223	2 094	3 486	141	247	626	112	-	7 057
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	67 508	75 781	4 003	28 855	5 663	15 582	2 739	537	-	200 668
INVESTISSEMENTS CORPORELS ET INCORPORELS	(3 938)	(3 524)	(228)	(2 933)	(263)	(917)	(202)	(16)	-	(12 021)
TOTAL ACTIF	223 963	76 086	7 546	18 320	3 356	13 376	5 434	23 046	-	371 127
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	100 248	7 098	1 030	8 450	1 195	14 231	2 198	25 454	(72 447)	87 457

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 746 millions d'euros.

4.1.2 Au 30 juin 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services	Royaume -Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres ⁽¹⁾	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat :										
Chiffre d'affaires externe	24 647	10 450	1 009	9 035	7 159	2 825	2 597	2 478	-	60 200
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 597	17	1 182	13	9	492	346	258	(3 914)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	26 244	10 467	2 191	9 048	7 168	3 317	2 943	2 736	(3 914)	60 200
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(4 828)	(2 629)	(1 752)	(931)	(707)	(1 112)	(1 720)	(203)	821	(13 061)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 311	2 822	325	1 989	993	1 037	230	1 205	(224)	18 688
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 541	961	159	1 548	337	565	21	1 738	(224)	9 646
Bilan :										
GOODWILL	135	223	2 452	5 049	143	251	630	124	-	9 007
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	64 445	72 367	3 157	26 163	5 653	16 590	2 452	454	-	191 281
INVESTISSEMENTS CORPORELS ET INCORPORELS	3 787	2 792	148	3 127	222	1 190	137	18	-	11 421
TOTAL ACTIF	214 144	73 844	6 309	18 576	3 450	15 915	5 012	24 087	-	361 337
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 051	6 722	708	7 488	2 094	13 493	2 049	21 740	(63 973)	86 372

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 1 130 millions d'euros.

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	S1 2025	S1 2024
Chiffre d'affaires	5.1	59 436	60 200
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(30 361)	(27 857)
Services extérieurs		(8 709)	(9 018)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(2 509)	(2 216)
Production stockée et immobilisée		6 163	6 390
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		159	143
Autres consommations externes		(4 897)	(4 701)
Charges de personnel		(8 890)	(8 360)
Impôts et taxes	5.3	(2 632)	(3 062)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	2 814	2 468
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		15 470	18 688

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 15 470 millions d'euros à fin juin 2025, soit une diminution de (3 218) millions d'euros (-17 %) par rapport au premier semestre 2024.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une diminution organique de (3 138) millions d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs suivants :

- sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation**, la diminution organique de l'EBE de (2 984) millions d'euros s'explique principalement par des effets prix défavorables dans un contexte de baisse des prix de marché, accentuée par une moindre production hydraulique (-4,8 TWh). La production nucléaire est quant à elle en augmentation (+4,4 TWh).
- concernant le secteur **France - Activités régulées**, l'augmentation organique de 1 290 millions d'euros provient essentiellement d'Enedis principalement en lien avec la hausse des tarifs d'acheminement (TURPE) de +4,81 % au 1^{er} novembre 2024 et +7,7 % au 1^{er} février 2025.
- l'EBE du secteur **Royaume-Uni**, affiche une diminution organique de (658) millions d'euros en raison principalement d'une baisse des prix de vente réalisés pour l'électricité d'origine nucléaire et dans une moindre mesure, d'une baisse des marges dans les activités de commercialisation auprès des moyennes et grandes entreprises en lien avec la baisse des prix de marché court terme.
- sur le secteur **EDF power solutions**, la diminution organique de (394) millions d'euros au premier semestre 2025 s'explique principalement par de moindres résultats de développement-vente d'actifs structurés (DVAS), par une diminution de l'EBE de Luminus, ainsi que par la fin du contrat *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil.
- concernant le secteur **Autres**, la diminution organique de (197) millions d'euros s'explique principalement par la baisse de marge *trading* dans un contexte de recul des prix et des volatilités sur les marchés de gros, partiellement compensée par la reprise de provision sur contrats onéreux liés aux activités gazières du Groupe.
- sur le secteur **Italie**, la diminution organique de (237) millions d'euros provient principalement d'une baisse de la marge du portefeuille des contrats gaz (contrats d'approvisionnement et portefeuille clients).

5.1 Chiffre d'affaires

5.1.1 Évolutions réglementaires

Le cadre réglementaire relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité, aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, à l'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique et au mécanisme de capacité est décrit dans la note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

Tarifs réglementés de ventes d'électricité en France (TRVE – Tarifs bleus)

Mouvements tarifaires

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie a la charge de transmettre aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie ses propositions motivées de TRV d'électricité. L'absence d'opposition de ces derniers dans un délai de trois mois vaut approbation.

La comparabilité du chiffre d'affaires entre le premier semestre 2024 et le premier semestre 2025 est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
19/01/2023	+ 15 % TTC (+ 20,0 % HT)	+ 15 % TTC (+ 19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	+ 10 % TTC (+ 10,0 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (- 22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025
19/06/2025	- 0,39 % TTC (- 1,27 % HT)	+ 0,07 % TTC (- 0,76 % HT)	à venir ⁽¹⁾	01/08/2025

(1) Sous réserve d'approbation.

Dans une délibération du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne HT de 22,61 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 22,67 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} février 2025. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 28 janvier 2025. Par ailleurs, un arrêté du 20 décembre 2024 a précisé les niveaux d'accise applicables à partir du 1^{er} février 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une baisse moyenne TTC de 15 % des tarifs bleus résidentiels et de 15,06 % des tarifs bleus non résidentiels.

Dans une délibération du 16 janvier 2025, la CRE a proposé les barèmes de prix des tarifs jaunes et verts applicables aux sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Ces barèmes sont construits, comme pour les sites de puissances inférieures, par application de la méthode de construction "par empilement" des coûts, dont les principes sont décrits aux articles L.337-6 et R.337-19 du Code de l'énergie.

Dans une délibération du 19 juin 2025, la CRE a proposé une baisse moyenne de 1,27 % HT des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 0,76 % HT des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1^{er} août 2025. Ces baisses sont induites par la baisse du TURPE au 1^{er} août 2025 (voir ci-dessous). Les évolutions TTC qui en résultent sont respectivement de -0,39 % TTC et de +0,07 % TTC compte tenu du passage de la TVA de 5,5 % à 20 % sur les abonnements et du passage de l'accise de 33,70 €/MWh à 29,98 €/MWh à compter du 1^{er} août 2025.

Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)

Les coûts supportés par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE concernant la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont couverts par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE), visés aux articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, dès lors qu'ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Ces tarifs s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution ou de transport.

TURPE 6 et 7 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1^{er} août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1^{er} août 2023, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport, sans impact sur l'EBE du Groupe, de + 4,99 % au 1^{er} août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1^{er} août 2023, la CRE ayant fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a proposé une hausse exceptionnelle du niveau moyen du TURPE Distribution de + 7,7 % au 1^{er} février 2025. Cette évolution vise à anticiper l'apurement du CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits) d'Enedis constitué lors des premières années de TURPE 6. Cette anticipation a vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur au 1^{er} août 2025 pour une durée de quatre ans.

La CRE a publié le 13 mars 2025 sa délibération n°2025-78 portant décision sur le TURPE 7 Distribution. La CRE y fixe un niveau de marge sur actif de 2,5 %, une rémunération complémentaire des capitaux propres de 2,9 % et une rémunération des emprunts financiers de 2,1 % pour la période TURPE 7. Toutefois, du fait du transfert du FACÉ (Fonds d'Amortissements des Charges d'Électrification) des charges du TURPE au budget de l'État, le TURPE Distribution diminuera de 1,92 % au 1^{er} août 2025.

De même pour le TURPE Transport, la CRE a proposé un mouvement exceptionnel de + 9,61 % au 1^{er} février 2025 dans sa délibération 2025-09 du 15 janvier 2025.

La CRE a publié le 13 mars 2025 sa délibération n°2025-77 portant décision sur le TURPE 7 Transport. La CRE y fixe un taux de rémunération de la Base d'Actifs Régulés de 5 % avant impôt. Elle retient en outre une prime de rémunération complémentaire spécifique de 0,5 % pour les actifs constitutifs de raccordement des parcs éoliens en mer du fait d'une complexité et de risques supérieurs au reste de l'activité de RTE.

Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Dispositif général

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) est mis en œuvre depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025 pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité à EDF pour l'approvisionnement de leurs clients finals, après signature d'un accord-cadre, à un prix régulé et pour des volumes déterminés conformément aux dispositions prévues par le Code de l'énergie. Ce dispositif est aussi accessible aux gestionnaires de réseau pour leurs pertes.

Le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal.

Cadre de marché post ARENH

Afin d'assurer une protection aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances pour 2025, prévoit le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau (« versement nucléaire universel »). Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écèlement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par arrêtés ministériels, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et, entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écèlement. Ces seuils seront fixés par période triennale.

Le décret encadrant la méthodologie d'évaluation de ces coûts sera examiné par le Conseil supérieur de l'énergie le 24 juillet 2025, avant son passage en Conseil d'État. La CRE devrait publier en septembre la mise à jour des coûts complets de production du parc historique, nécessaire à la mise en place du dispositif post ARENH qui sera précisé par arrêtés ministériels.

Mécanisme de capacité

Pour l'année de livraison 2026, sept sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril, 6,1 €/kW en septembre, 3,5 €/kW en octobre, 2,5 €/kW en décembre, 3,2 €/kW en mars, 3,6 €/kW en mai et 3,3 €/kW en juin.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
France – Activités de production et commercialisation	21 035	24 647
France – Activités régulées	11 370	10 450
Industrie et Services	1 571	1 009
Royaume-Uni	8 633	9 035
Italie	9 109	7 159
EDF power solutions	2 209	2 825
Dalkia	2 692	2 597
Autres	2 817	2 478
CHIFFRE D'AFFAIRES	59 436	60 200

Le chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 59 436 millions d'euros à fin juin 2025, soit une diminution de (764) millions d'euros (-1,3 %) par rapport au premier semestre 2024.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires du premier semestre 2025 est en baisse de (1 007) millions d'euros, soit - 1,7 %, principalement du fait de l'évolution des prix de l'électricité.

Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (3 612) millions d'euros, soit -14,7 %. Cette variation s'explique principalement par la baisse des prix de vente aux clients au TRVE et en offres de marché, induite par la baisse des prix de marché. Elle s'explique également par des effets prix de l'énergie défavorables sur les obligations d'achat (effet neutre en EBE compte tenu du mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Le chiffre d'affaires du secteur **EDF power solutions** est en baisse organique de (559) millions soit -19,8 % par rapport au premier semestre 2024. Cette diminution s'explique principalement par la fin du contrat *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil, ainsi que l'expiration du contrat de concession au Vietnam, dont les actifs ont été transférés au gouvernement à compter du 4 février 2025. Elle résulte également de la baisse du chiffre d'affaires en Belgique en lien avec une baisse des volumes contractés (BtoB). Cela est en partie compensé par une hausse des activités Renouvelables en lien avec les mises en services de parcs.

Le chiffre d'affaires du secteur **Royaume-Uni** est en baisse organique de (474) millions d'euros, soit -5,2 % par rapport au premier semestre 2024. Cette variation est principalement liée à l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients.

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** est en hausse organique de 1 970 millions d'euros, soit +27,5 % par rapport au premier semestre 2024. Cette évolution porte essentiellement sur l'activité gaz pour 1 369 millions d'euros en lien avec la hausse des prix et des volumes vendus et sur l'activité électricité pour 803 millions d'euros, attribuable à la hausse des volumes.

Services

Le chiffre d'affaires du secteur **Industrie et Services** est en hausse organique de 320 millions d'euros soit +31,7 % par rapport au premier semestre 2024. Cette progression résulte de l'augmentation du chiffre d'affaires de Framatome, portée par le développement des projets liés au nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni, notamment le projet Sizewell C.

Les activités de services de **Dalkia** contribuent à hauteur de 90 millions d'euros à la croissance organique du chiffre d'affaires des services énergétiques du Groupe. Cette progression s'explique principalement par le dynamisme de l'activité commerciale, tant en France qu'à l'international, ainsi que par la hausse des prix du gaz.

Distribution

Le secteur **France - Activités régulées** est en hausse organique de 920 millions (+8,8 %), par rapport au premier semestre 2024 principalement en lien avec la hausse des tarifs d'acheminement (TURPE) de +4,81 % en novembre 2024 et +7,7 % en février 2025.

Autres activités

L'augmentation organique du chiffre d'affaires du secteur **Autres** de 338 millions provient des activités gazières pour 715 millions d'euros portées par une hausse des prix de marché de gros du gaz. Cela partiellement compensé par la baisse de la marge *trading* à hauteur de (384) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

Les différentes composantes constituant les achats de combustible et d'énergie sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
Achats consommés de combustible – production d'énergie ⁽¹⁾	(9 358)	(8 005)
Achats d'énergie ⁽¹⁾	(15 473)	(15 090)
Charges de transport et d'acheminement	(5 377)	(4 732)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	30	113
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	(183)	(143)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(30 361)	(27 857)

(1) Incluent au 30 juin 2025, en lien avec les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, 36 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles et 2 283 millions d'euros dans les achats d'énergie (respectivement 103 et 4 171 millions d'euros au 30 juin 2024). Au 30 juin 2025, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et commercialisation (gaz et électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), EDF power solutions (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). Au 30 juin 2024, il s'agissait des mêmes secteurs.

Les « Achats consommés de combustible » comprennent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, gaz, biomasse et autres matières fossiles), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les coûts relatifs aux mécanismes environnementaux (principalement Certificats d'émission de gaz à effet de serre et Certificats d'énergie renouvelable).

La ligne « Achats d'énergie » intègre les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France.

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de (2 486) millions d'euros par rapport au 30 juin 2024 principalement sur les secteurs **Italie** pour (2 276) millions d'euros (essentiellement achats de gaz), **Autres** (activités gazières) pour (605) millions d'euros et **Royaume-Uni** (458) millions d'euros (achats d'électricité). Cela est partiellement compensé par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** pour 502 millions d'euros (diminution des achats nets d'électricité sur les marchés de gros en lien avec une baisse des prix conjuguée à une hausse de la production nucléaire) et **EDF power solutions** pour 331 millions d'euros.

5.3 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
Impôts et taxes sur rémunérations	(213)	(202)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 223)	(1 302)
Autres impôts et taxes	(1 196)	(1 558)
IMPÔTS ET TAXES	(2 632)	(3 062)

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 431 millions d'euros, soit -14,1 %, principalement sur le secteur **Royaume-Uni** pour 395 millions d'euros. La baisse de prix réalisé sur la production d'électricité d'origine nucléaire a conduit à l'absence de taxation sur les revenus (*Electricity Generator Levy*) au premier semestre 2025. Ce dispositif avait généré une charge de (387) millions d'euros à fin juin 2024.

5.4 Autres produits et charges opérationnels

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	4 710	4 185
Résultat de déconsolidation	64	132
Résultat de cession d'immobilisations	(177)	(84)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants	(180)	(100)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(89)	13
Autres produits et charges	(1 514)	(1 678)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	2 814	2 468

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la contribution reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser relatives à 2025, qui se traduit dans les comptes par un produit de 4 592 millions d'euros au 30 juin 2025 (4 035 millions d'euros au 30 juin 2024). Le cadre légal et réglementaire de la Contribution au service public de l'énergie (CSPE) est décrit dans la note 5.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024. Cette contribution se compose de :

- un produit de 3 341 millions d'euros (1 524 millions d'euros au 30 juin 2024) au titre de la compensation relative aux obligations d'achat ;
- une régularisation des pertes de recettes 2023 et 2024 liées aux dispositifs de l'amortisseur et du bouclier tarifaire pour (121) millions d'euros. Ce dispositif a pris fin le 31 janvier 2024 et avait donné lieu à un produit de 1 426 millions d'euros au 30 juin 2024 ;
- un produit de 1 371 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités (1 071 millions d'euros au 30 juin 2024).

La contrepartie du produit de CSPE au 30 juin 2025 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 12.3).

Les autres produits et charges opérationnels intègrent également, dans une moindre mesure, les charges liées à l'obtention des certificats d'économie d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France, les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France, ainsi que les charges et produits liés à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim (voir note 5.5.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024).

Note 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE TRADING	(144)	696

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de 696 millions d'euros au premier semestre 2024 à (144) millions d'euros au premier semestre 2025 dans un contexte de baisse des prix et des volatilités sur les marchés de gros.

Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (120) millions d'euros au 30 juin 2025. Ils comprennent principalement :

- des provisions en lien avec les litiges environnementaux en Italie pour (186) millions d'euros. Ce montant inclut des dotations complémentaires dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 16.2) et de l'accord signé avec la municipalité de Bussi sul Tirino (voir note 19.3) ;
- le résultat de cession par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour 152 millions d'euros (voir note 3.1) ;
- des coûts en lien avec la fermeture de Photowatt chez EDF power solutions.

Au premier semestre 2024, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (3 690) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- des dotations complémentaires liées aux provisions pour gestion des combustibles usés en France et à la dépréciation de coûts immobilisés au titre de la révision du scénario des coûts d'entreposage des combustibles usés de (3 203) millions d'euros (voir note 14.1) ;
- une dotation complémentaire de (379) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 16.2) ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (81) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens de l'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours).

Note 8 Résultat financier

8.1 Coût de l'endettement financier brut

Le coût de l'endettement financier brut atteint (1 598) millions d'euros au 30 juin 2025 contre (2 026) millions d'euros au 30 juin 2024. Cette diminution s'explique principalement par une baisse des charges d'intérêts en lien avec la baisse des taux d'intérêts et par le résultat de change sur endettement.

8.2 Effet de l'actualisation

L'effet de l'actualisation concerne principalement les provisions nucléaires pour aval du cycle, déconstruction et derniers cœurs ainsi que les provisions pour avantages à long terme et postérieurs à l'emploi.

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(643)	(608)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(774)	(640)
Autres provisions et avances	(48)	(40)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(1 465)	(1 288)

(1) Voir note 15.1.2.

(2) Y compris l'effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 17.1.3).

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi à fin juin 2025 s'explique par la hausse du volume des engagements au 1^{er} janvier 2025.

L'augmentation des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires au 30 juin 2025 résulte principalement, en France, de l'augmentation de l'assiette des provisions de l'aval du cycle entre juin 2025 et juin 2024 pour (125) millions d'euros.

8.3 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les autres produits et charges financiers sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
Produits (charges) sur actifs financiers	1 115	484
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	41	2 027
Autres	654	790
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	1 810	3 301

Les produits et charges sur actifs financiers sont constitués des produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie, des produits et charges sur titres de dettes et de capitaux propres et sur les autres actifs financiers.

Au 30 juin 2025, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluent 319 millions d'euros au titre des actifs dédiés (1 837 millions d'euros au 30 juin 2024, voir note 14.2.1).

Les autres éléments comprennent principalement les intérêts capitalisés pour 709 millions d'euros au 30 juin 2025 (625 millions d'euros au 30 juin 2024). Ils comprennent également (2) millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable, dont (57) millions d'euros au titre des actifs dédiés (respectivement (86) millions d'euros et (63) millions d'euros au 30 juin 2024).

Note 9 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (2 304) millions d'euros au 30 juin 2025, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,9 % (contre une charge de (2 466) millions d'euros au 30 juin 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,6 %).

La variation de la charge d'impôt de +162 millions d'euros est notamment liée à :

- la diminution de (1 924) millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, réduisant la charge d'impôt de +497 millions d'euros ;
- la comptabilisation de la contribution exceptionnelle applicable en France en 2025. Cette dernière est assise sur la moyenne de l'impôt dû au titre de l'exercice 2024 et de l'impôt 2025. Au 30 juin 2025, la contribution assise sur l'exercice 2024 est comptabilisée en totalité sur le 1^{er} semestre générant une charge d'impôt complémentaire de (286) millions d'euros aux bornes du Groupe (intégration fiscale France, Framatome et ES). La contribution pour l'exercice 2025 est quant à elle reflétée dans le taux effectif d'impôt projeté.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 29,9 % au 30 juin 2025 contre un taux de 25,0 % au 30 juin 2024.

Note 10 Actifs immobilisés

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2025	31/12/2024
Goodwill	10.1	7 057	7 108
Autres actifs incorporels	10.1	13 381	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	110 718	108 100
dont actifs au titre du droit d'utilisation		4 243	4 302
Immobilisations en concessions de distribution d'électricité en France		69 962	68 663
Immobilisations en concessions des autres activités		6 607	6 616
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS		207 725	203 054

10.1 Goodwill et autres actifs incorporels

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2025
Goodwill	11 359	-	-	71	(236)	2	11 196
Autres actifs incorporels	23 641	2 063	(458)	16	(101)	(13)	25 148
dont immobilisations en cours ⁽¹⁾	3 603	629	(4)	-	(2)	(6)	4 220
VALEURS BRUTES	35 000	2 063	(458)	87	(337)	(11)	36 344
Goodwill	(4 251)	-	-	-	115	(3)	(4 139)
Autres actifs incorporels	(11 074)	(773)	10	-	58	12	(11 767)
dont immobilisations en cours	(117)	(33)	-	-	-	1	(149)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR	(15 325)	(773)	10	-	173	9	(15 906)
VALEURS NETTES	19 675	1 290	(448)	87	(164)	(2)	20 438

(1) Les flux d'augmentation des immobilisations incorporelles en cours sont présentés nets de l'effet des mises en service.

Goodwill

Au 30 juin 2025, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 486 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 610 millions d'euros. Les mouvements de périmètre sont essentiellement liés aux acquisitions par Framatome de Segault SAS et Valselve SAS (voir note 3.1) pour 99 millions d'euros compensés partiellement par les conséquences de l'allocation définitive du prix d'acquisition d'Arabelle Solutions qui a donné lieu à un ajustement du goodwill de (28) millions d'euros.

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au premier semestre 2025 comprennent essentiellement les études relatives à EPR 2 pour 2 837 millions d'euros y compris 257 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 2 481 millions d'euros et 204 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Au premier semestre 2025, la variation de la valeur brute s'explique par :

- 472 millions d'euros relatifs aux certificats verts (dont 916 millions d'euros acquis et (444) millions d'euros restitués) ;
- 629 millions d'euros d'acquisition d'immobilisations en cours (dont EPR 2 pour 362 millions d'euros) ;
- 242 millions d'euros d'augmentation de logiciels.

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR 2 »

Le 10 février 2022, le président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

EDF prévoit de construire les six premiers EPR 2 sous la forme de trois paires sur les sites, dans cet ordre, de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes).

Suite à l'année 2024 qui a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 (passage en « *detailed design* » pour les bâtiments nucléaires et feu vert de l'ASNR (Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection) pour le lancement des fabrications des composants primaires), le premier semestre 2025 a été marqué par les réalisations suivantes :

- la revue de maturité technique et la consolidation des coûts à terminaison du programme se poursuivent et font l'objet de partages réguliers avec la Délégation Interministérielle du Nouveau Nucléaire (DINN), dans le cadre de la feuille de route vers la décision finale d'investissement (FID) attendue fin 2026 ;
- le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR 2 agréés avec l'État. Ils prévoient notamment : un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public de trois ordres qui seront présentés par l'État à la Commission européenne dans le cadre de son contrôle des aides d'État :
 - > un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50% des coûts de construction,
 - > un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation,
 - > un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les événements qui échappent à son contrôle ;

Plus spécifiquement :

- sur le site de Penly :
 - > les travaux préparatoires d'aménagement du site déjà engagés se sont intensifiés, notamment avec le déroctage de la falaise et le renforcement en cours de la digue,
 - > les instructions du Licensing (pour le Décret d'Autorisation de Construction) via les Groupes Permanents avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection se poursuivent ;
- sur le site de Gravelines :
 - > le débat public engagé en septembre 2024 s'est achevé en janvier 2025. Suite à ce débat public, le Conseil d'administration d'EDF a décidé la poursuite du développement du projet sur le site,
 - > le site se prépare à accueillir les premières équipes projet ;
- sur le site du Bugey :
 - > le débat public s'est tenu de janvier à mai 2025.

Au 30 juin 2025, le projet se compose de 2 837 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (y compris 257 millions d'intérêts intercalaires) et 647 millions d'euros d'immobilisations corporelles (y compris 18 millions d'euros d'intérêts intercalaires).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « *Small modular reactors* »)

En 2024, Nuward a fait évoluer son approche pour proposer dès le début des années 2030 un produit simple, modulaire et préfabriqué en usine, reposant sur des briques technologiques éprouvées, permettant d'offrir à ses clients des centrales clefs en main rapides à construire, sûres et compétitives.

Au premier semestre 2025, Nuward a poursuivi le travail sur la viabilité de son modèle d'affaires, en particulier pour les applications en cogénération. En parallèle, les études se sont poursuivies en vue de simplifier et de modulariser l'architecture retenue en début d'année.

10.2 Immobilisations corporelles

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2025
Terrains et constructions	15 154	16	103	(38)	(40)	(22)	9	15 182
Installations production nucléaire	86 375	14	1 204	(593)	(322)	-	21	86 699
Installations productions thermique et hydraulique	16 661	49	84	(142)	(4)	(23)	34	16 659
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	28 101	88	521	(295)	(813)	18	52	27 672
Actif au titre du droit d'utilisation	7 984	382	-	-	(76)	5	(42)	8 253
Immobilisations en cours	64 700	7 773	(1 912)	(69)	(1 261)	8	(99)	69 140
VALEURS BRUTES	218 975	8 322	-	(1 137)	(2 516)	(14)	(25)	223 605
Terrains et constructions	(9 125)	(198)	-	35	20	15	(3)	(9 256)
Installations production nucléaire	(59 259)	(1 924)	-	530	230	-	(357)	(60 780)
Installations productions thermique et hydraulique	(11 879)	(261)	-	142	6	20	(13)	(11 985)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(13 365)	(805)	-	292	304	1	(31)	(13 604)
Actif au titre du droit d'utilisation	(3 682)	(426)	-	-	21	-	76	(4 011)
Immobilisations en cours	(13 565)	(119)	-	-	422	-	11	(13 251)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR	(110 875)	(3 733)	-	999	1 003	36	(317)	(112 887)
VALEURS NETTES	108 100	4 589	-	(138)	(1 513)	22	(342)	110 718
dont immobilisations en service	56 965	(3 066)	1 912	(69)	(674)	14	(429)	54 655
dont immobilisations en cours	51 135	7 655	(1 912)	(69)	(839)	8	87	56 063

Sur le premier semestre, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 2 618 millions d'euros, elle est liée pour 4 754 millions d'euros aux immobilisations en cours et (2 136) millions d'euros sur les immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 30 juin 2025, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 55 889 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées à Hinkley Point C pour 23 712 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 164 millions d'euros (respectivement 21 190 millions d'euros et 2 704 millions d'euros au 31 décembre 2024). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet (sur les exercices précédents) pour un montant cumulé de (12 992) millions d'euros au 30 juin 2025, identique au 31 décembre 2024 (hors effets de change) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 16 101 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 878 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;

Au premier semestre 2025, l'augmentation en valeur brute de 4 440 millions d'euros s'explique pour :

- 3 240 millions d'euros sur le projet Hinkley Point C ;
- 2 721 millions d'euros en France sur les grands projets dont 2 087 millions d'euros (hors éliminations de marge et d'avancement) liés au Grand Carénage et 222 millions d'euros pour Flamanville 3 ;
- (1 261) millions d'euros d'écarts de conversion du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour (733) millions d'euros ;
- (1 912) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent essentiellement la France pour (1 347) millions d'euros.

Immobilisations corporelles en service

Au 30 juin 2025, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 154 465 millions d'euros. L'augmentation de 190 millions d'euros sur le premier semestre s'explique par :

- 1 912 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (1 068) millions d'euros de diminution dont (705) millions en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées et des visites périodiques, (174) millions d'euros au Royaume-Uni et l'Italie pour (118) millions d'euros ;
- (1 255) millions d'écarts de conversion en lien avec la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour (405) millions d'euros ;
- (426) millions d'euros d'ajustements sur les actifs de contrepartie et sous-jacents liés au changement de taux d'actualisation.

EPR de Flamanville 3

La première divergence du réacteur a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale (PN) correspondant au jalon « couplage » et poursuivra sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de PN. Le 31 janvier 2025, l'ASN a donné son autorisation pour le franchissement du palier de 25 % de PN. Depuis, la séquence d'essais de montée en puissance s'est poursuivie et la tranche a franchi le palier de 60 % de PN le 30 mai 2025, les essais de démarrage se poursuivent actuellement. La montée en puissance du palier au-delà de 80 % fera également l'objet d'une autre autorisation préalable de l'ASN.

Dans le cadre de la montée en puissance du réacteur, un risque d'inétanchéité a été identifié sur un nombre significatif d'assemblages combustible du premier cœur. Par précaution, aucun des assemblages irradiés lors du 1^{er} cycle ne sera rechargé pour le 2^e cycle. Le cœur sera déchargé dans son ensemble lors de la Visite Complète (« VC1 »), des analyses et examens d'intégrité des assemblages seront alors diligentés afin de déterminer précisément ceux qui seraient éventuellement rechargeables à l'occasion d'un cycle ultérieur. En conséquence, une dépréciation de stocks de combustibles de 65 millions d'euros a été comptabilisée en « Achats de combustible et d'énergie » au 30 juin 2025 (voir note 5.2).

Pour rappel, dans sa décision du 16 mai 2023, l'ASN a autorisé l'utilisation du couvercle actuel de la cuve jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ». Le scénario de référence de l'entreprise est le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer à l'issue du 1^{er} cycle d'exploitation de la tranche.

Le montant immobilisé (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 30 juin 2025 s'élève à 12 856 millions d'euros.

Ce montant intègre les éléments suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 249 millions d'euros ;
- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1) à hauteur de 897 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros₂₀₁₅ reste inchangé. Il intègre les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du circuit secondaire principal qui ont été comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

Hinkley Point C

À la suite de la décision finale d'investissement (FID) prise par le Conseil d'administration d'EDF Energy le 28 juillet 2016, EDF Energy et China General Nuclear Power Corporation (CGN) ont signé les contrats pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point dans le Somerset (projet « Hinkley Point C » ou « HPC »).

Pour rappel, le 23 janvier 2024, le groupe avait annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie. Le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette comprise entre 31 et 34 milliards de livres sterling₂₀₁₅ selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier avec un an supplémentaire, le coût supplémentaire serait d'environ 1 milliard de livres sterling₂₀₁₅.

La construction s'est poursuivie sur le premier semestre 2025 avec une montée en puissance de la phase de montage électromécanique et ventilation, sans modification de la date à terminaison attendue et sans modification substantielle du coût de construction actualisé en janvier 2024 (cf. communiqué de presse du Groupe du 23 janvier 2024). Le projet a atteint les jalons suivants sur le premier semestre 2025 :

- coulage en mars 2025 du premier niveau de béton autour de la piscine d'entreposage dans le bâtiment combustible de l'Unité 1 ;
- avancée du programme MEH (*Mechanical, Electrical, Heating, Ventilation and Air-Conditioning*) qui est en décalage par rapport au planning, en raison des retards dans la livraison des matériaux. Un plan d'action est actuellement en cours et le rythme des installations devrait s'accélérer d'ici la fin de l'année sans modifier la date à terminaison ;
- pose du dôme de l'Unité 2 le 17 juillet 2025.

Depuis fin 2023, le projet est financé uniquement par EDF sur la base de contributions volontaires de fonds propres étant donné que l'engagement conjoint d'apport en fonds propres avec CGN a été consommé. Cela entraîne une dilution de la part de CGN dans la société de projet, qui était de 33,5 % à la FID et atteint au 30 juin 2025, 25,11 %, EDF détenant les 74,89 % restants.

Le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling. Cette opération permet au Groupe de sécuriser une part du financement de ses investissements, en particulier pour le projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025 et voir note 17.2.2).

Par ailleurs, le closing financier du projet Sizewell C (voir note 11.3) consécutif à la décision d'investissement finale positive déclenchera la réduction du prix d'exercice du contrat pour différence d'Hinkley Point C de 92,50 livres sterling₂₀₁₂/MWh à 89,50 livres sterling₂₀₁₂/MWh ainsi que le versement d'une compensation de Sizewell C au profit de HPC rémunérant le partage de savoir-faire.

Centrale à charbon de Cordemais en France

À l'issue de la consultation du Comité Social et Économique Central (CSEC) d'EDF le 27 mai 2025, EDF a décidé d'arrêter définitivement les deux dernières unités de production de la centrale thermique de Cordemais à compter du 31 mars 2027 et confirme sa volonté de créer une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires sur le site. Cette décision a été prise à la suite de l'annonce faite en septembre 2024 de ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse, les conditions technico-économiques de réalisation du projet n'étant pas réunies (cf. communiqué de presse du Groupe du 28 mai 2025). Cette décision n'a pas d'impact significatif sur le plan d'amortissement en vigueur de la centrale.

10.3 Pertes de valeur et reprises

Au titre du premier semestre 2025, les pertes de valeur s'élèvent à (185) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

La méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation est précisée dans la note 10.7 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024. Des tests de dépréciation sont réalisés lors de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur.

Lors de la revue de ses actifs et de l'appréciation des indices de pertes de valeur au 30 juin 2025, le Groupe a considéré l'évolution sur le semestre des paramètres clés susceptibles d'affecter ses différentes UGT.

Les prix de l'électricité à terme (sur l'horizon de marché Cal 2026 et Cal 2027) ont affiché une évolution globalement stable sur le premier semestre 2025, avec des dynamiques variables selon les zones.

À titre de rappel, les prix de l'électricité à long terme sont issus d'un processus de construction et de scénarisation complexes et ne sont mis à jour qu'annuellement en fin d'année. Les fondamentaux sur les marchés de commodités impactant les prix de l'électricité n'ayant pas varié de manière significative au cours du premier semestre, les courbes à long terme retenues par le Groupe au 31 décembre 2024 restent, en conséquence, la meilleure estimation du Groupe de ces prix au 30 juin 2025.

Royaume-Uni

S'agissant d'EDF Energy :

- au premier semestre 2025, les conditions de marché et les prévisions d'inflation sont demeurées globalement stables dans cette zone. le Groupe n'a pas identifié d'indice de perte de valeur nécessitant la réalisation de tests de dépréciation sur les actifs du projet HPC : face aux retards pris au premier semestre sur le programme de montages électromécaniques, le projet a mis en place des plans d'action ; les retards restent par ailleurs cohérents avec les aléas pris en compte dans la trajectoire du projet retenue pour le test au 31 décembre 2024 ;
- de même, les hypothèses opérationnelles et macroéconomiques retenues pour l'analyse de valeur des UGT « commercialisation » et « actifs nucléaires (centrales en exploitation) » n'ont pas connu d'évolution notable. En l'absence d'indices de perte de valeur, le Groupe n'a pas réalisé de tests de dépréciation sur ces actifs ;
- concernant Pod Point, le Conseil d'administration de Pod Point a approuvé les termes d'une offre publique d'achat (OPA) amicale en numéraire. EDF Energy propose de racheter les parts restantes de Pod Point qu'elle ne détient pas encore (soit environ 47% du capital), au prix de 6,5 pence par action. Cette opération valorise la société Pod Point à environ 10,6 millions de livres sterling et a conduit à une dépréciation de 25 millions de livres sterling de ses actifs.

France

S'agissant du parc France, le dispositif qui succède à l'ARENH à compter du 1^{er} janvier 2026 prévoit un mécanisme de « versement nucléaire universel » en cas de dépassement de seuils de revenus, dont les niveaux seront fixés par un arrêté en fonction des coûts complets comptables du nucléaire tels qu'évalués par la Commission de régulation de l'énergie. Un décret en Conseil d'État doit préciser la méthodologie d'évaluation de ces coûts (voir note 5.1.1).

Bien que les modalités d'application restent à préciser, ce nouveau cadre est susceptible d'affecter la rentabilité attendue du parc. Le test de sensibilité conduit au 30 juin 2025, réalisé sur la base des hypothèses d'inflation arrêtées au 31 décembre 2024 et de taux d'actualisation au 30 juin 2025, d'une modélisation des coûts de pérennisation de l'aval du nucléaire selon la durée de vie du parc, et intégrant une hypothèse prudente quant aux seuils de revenus du nucléaire, n'a toutefois pas mis en évidence de risque de perte de valeur.

Le Groupe a par ailleurs comptabilisé (60) millions d'euros de dépréciations en lien avec la décision d'arrêt d'un projet spécifique de sécurisation d'accès des sites sur le parc nucléaire existant.

Autres secteurs

Au 30 juin 2025, des tests de dépréciation ont été réalisés sur certains actifs spécifiques pour lesquels des indices de perte de valeur ont été identifiés. Ces analyses ont conduit à la comptabilisation de pertes de valeur s'élevant à (93) millions d'euros au titre du premier semestre 2025.

Ces dépréciations concernent principalement le secteur EDF power solutions :

- des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine, affectés par des évolutions tarifaires défavorables et par des mesures réglementaires limitant la capacité d'injection des centrales dans le réseau ;
- des parcs éoliens en développement au Royaume-Uni, confrontés à des dépassements significatifs de coûts de construction ;
- un parc solaire en développement aux États-Unis, dont la rentabilité prévisionnelle s'est révélée insuffisante.

Des reprises de dépréciation ont, par ailleurs, été comptabilisées pour 18 millions d'euros concernant Dalkia Polska.

S'agissant d'Edison en Italie et de Luminus en Belgique, les prix de l'électricité à court terme affichent une certaine stabilité par rapport à fin 2024. En conséquence et en l'absence d'indices de perte de valeur notamment opérationnels le Groupe n'a pas réalisé de test de dépréciation sur ces actifs.

Pertes de valeur constatées au premier semestre 2024

Au 30 juin 2024, des pertes de valeur pour un montant de (276) millions d'euros avaient été comptabilisées sur certains actifs. Elles concernaient les actifs du projet de développement de petit réacteur modulaire de Nuward pour (230) millions d'euros, compte tenu de la réorientation du projet.

Note 11 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Le détail des principales entreprises associées et coentreprises est le suivant :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2025			30/06/2024	31/12/2024	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
CTE	11.1	50,10	2 010	102	-	1 888	68
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	14.2	n.a.	2 229	9	39	2 290	(26)
Participations d'EDF Renouvelables	11.4	n.a.	1 837	28	(28)	2 235	(1 057)
Taishan (TNPJVC)	11.2	30,00	n.c.	n.c.	5	961	(12)
Sizewell C (Holding) Ltd.	11.3	10,97	613	8	n.a.	652	-
Participations d'EDF Trading	11.4	n.a.	639	51	115	948	214
Autres participations	11.4	n.a.	n.c.	n.c.	47	1 193	130
TOTAL			9 405	252	178	10 167	(683)

n.a. : non applicable

n.c. : non communiqué

11.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution. À ce titre, elle est rémunérée via le TURPE dont le mécanisme est détaillé en note 5.1.1.

La participation d'EDF dans CTE (50,1 %) est consolidée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

11.2 Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan au 30 juin 2025.

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited (TNPJVC), société qui exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1750 MW chacun à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN détient une participation de 51 % et Guangdong Energy Group une participation de 19 %.

Au cours du premier trimestre 2025, un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« Refueling Outage ») a été initié sur le réacteur 1. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 14 juillet 2025 et fonctionne en toute sécurité depuis ce redémarrage. La prolongation de la durée de cet arrêt par rapport à sa durée initiale a toutefois été considérée comme un indice de perte de valeur. Le test de dépréciation réalisé à ce titre au 30 juin 2025 n'a pas conduit le Groupe à constater de perte de valeur sur cet actif.

La provision pour risques constituée pour prendre en compte, notamment, les incertitudes tarifaires auxquelles est soumise la centrale de Taishan est maintenue à ce jour en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (National Development and Reform Commission).

11.3 Sizewell C

Sizewell C est le projet de construction d'une centrale nucléaire à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre) comprenant deux réacteurs EPR d'une capacité totale de 3,3 GW. Ce projet repose sur une stratégie de réplcation d'Hinkley Point C.

Au premier semestre 2025, le projet a connu les évolutions suivantes :

- le contrat de Nuclear Services Agreement, l'accord de licence de la propriété intellectuelle, et la garantie de la performance du design, qui avaient été signés entre le consortium composé par EDF SA et Edvance, et la société de projet Sizewell C, sont devenus pleinement effectifs depuis le 1^{er} janvier 2025 ;
- le contrat chaudière qui avait été signé entre Framatome et la société de projet Sizewell C est pleinement effectif depuis le 1^{er} avril 2025 ;
- la négociation du contrat turbine avec Arabelle Solutions qui a été signé le 18 juillet 2025.

À fin juin 2025, l'État britannique détient 89,03 % du projet et le groupe EDF les 10,97 % restants.

Le 22 juillet 2025, EDF a signé un accord pour son investissement dans le projet Sizewell C pour un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling qui devrait se faire progressivement pendant la période de construction à partir de l'automne. EDF détiendra une participation de 12,5 % dans le capital de Sizewell C aux côtés du gouvernement britannique pour 44,9 %, La Caisse pour 20 %, Centrica pour 15 % et Amber Infrastructure pour 7,6 % (cf. communiqué de presse du Groupe du 22 juillet 2025).

11.4 Autres participations

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent principalement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe et en Chine.

Les autres participations dans les entreprises associées et les coentreprises concernent principalement :

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe. Il a atteint sa pleine capacité de production de 420 MW en mars 2025 avec la mise en service du dernier groupe de turbines.

Au 30 juin 2024, des pertes de valeur au titre des entreprises associées avaient été enregistrées à hauteur de (61) millions d'euros au titre notamment de participations immobilières dans des actifs dédiés ainsi que de la participation dans le parc éolien offshore Neart na Goithe (NnG) détenu par EDF Renouvelables en Mer d'Écosse. Cette dépréciation de titres avait par ailleurs été complétée d'une dépréciation partielle des prêts octroyés pour le financement de ce projet à hauteur de (208) millions d'euros à la suite d'un retard sur la mise en service d'une partie des turbines.

Note 12 Besoin en fonds de roulement (BFR)

12.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours du premier semestre 2025 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	Variation monétaire	Variation non-monétaire	30/06/2025
Stocks et en-cours de production		(19 248)	804	103	(18 341)
Clients et comptes rattachés nets de provision	12.2	(24 139)	4 418	283	(19 438)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.4	19 466	(1 934)	(143)	17 389
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	12.3 et 12.5	11 550	(47)	155	11 658
<i>Dont créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)</i>	12.3	(792)	(1 613)	-	(2 405)
Autres éléments du besoin en fonds de roulement		(1 524)	(297)	469	(1 352)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(13 895)	2 944	867	(10 084)

(1) Hors dettes sur immobilisations qui sont classés en « investissements incorporels et corporels » dans le tableau de flux de trésorerie.

L'amélioration monétaire du besoin en fonds de roulement s'explique notamment par la diminution des créances clients en France, en lien avec la baisse des prix et l'effet de saisonnalité, en particulier sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour 3,5 milliards d'euros et **France - Activités régulées** pour 1,1 milliard d'euros. Cette amélioration est partiellement compensée par l'augmentation de la créance de CSPE, en lien avec les versements reçus au titre du déficit de compensation 2024 et du premier semestre 2025 sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (1,6) milliard d'euros ainsi que la diminution des dettes fournisseurs sur le secteur **France Activités régulées** pour (0,6) milliard d'euros en lien notamment avec la diminution des achats de transport et de pertes.

Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO₂ et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

12.2 Clients et comptes rattachés

La valeur nette des clients et comptes rattachés est composée des éléments suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading - valeur brute	18 050	23 370
Clients et comptes rattachés EDF Trading - valeur brute	3 429	2 627
Dépréciations	(2 041)	(1 858)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS - VALEUR NETTE	19 438	24 139

Les échéances des clients et comptes rattachés sont majoritairement à moins d'un an.

La valeur nette des créances clients est en baisse au premier semestre 2025 par rapport au 31 décembre 2024. Elles connaissent de fortes variations selon les secteurs, en lien avec l'évolution de leur chiffre d'affaires respectif : **France - Activités de production et commercialisation** (3,5) milliards d'euros, **France - Activités régulées** (1,1) milliard d'euros et EDF Trading +0,8 milliard d'euros.

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 1 816 millions d'euros au 30 juin 2025 (2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.2.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	30/06/2025			31/12/2024		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	21 479	(2 041)	19 438	25 997	(1 858)	24 139
<i>dont créances échues de moins de 6 mois</i>	2 603	(323)	2 280	2 330	(351)	1 979
<i>dont créances échues de 6 à 12 mois</i>	951	(281)	670	1 438	(428)	1 010
<i>dont créances échues de plus de 12 mois</i>	2 186	(1 347)	839	1 692	(1 012)	680
dont total des créances échues	5 740	(1 951)	3 789	5 460	(1 791)	3 669
dont total des créances non échues	15 739	(90)	15 649	20 537	(67)	20 470

12.2.2 Opérations de mobilisation de créances

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Créances clients transférées et maintenues au bilan	46	75
Créances clients transférées et sorties du bilan	2 429	1 323

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 2 429 millions d'euros au 30 juin 2025, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 323 millions d'euros en décembre 2024).

Ces opérations sont pour l'essentiel réalisées de manière récurrente et sans recours. Le montant des créances correspondantes ne figure donc plus dans le bilan consolidé du Groupe.

12.3 Autres débiteurs

Au 30 juin 2025, les autres débiteurs intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 1,4 milliard d'euros (2,4 milliards d'euros en 2024). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 12.5).

Au 30 juin 2025, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 2 244 millions d'euros (2 804 millions d'euros au 31 décembre 2024) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 693 millions d'euros (1 652 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Charges de Service public d'EDF

Le mécanisme de la compensation de Service public de l'énergie en France est décrit dans la note 5.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024. Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre du premier semestre 2025 s'élève à 4 592 millions d'euros.

Les montants encaissés sur le premier semestre 2025, en provenance du budget général de l'État, s'établissent à 3 012 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2024.

Au 30 juin 2025, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 2 405 millions d'euros (contre 792 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	14 192	15 302
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 197	4 164
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	17 389	19 466

La variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur le premier semestre 2025, pour (1,1) milliard d'euros, concerne notamment Enedis pour (0,6) milliard d'euros, Edison pour (0,5) milliard d'euros et EDF SA pour 0,2 milliard d'euros.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

12.5 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Avances et acomptes reçus	3 556	3 614
Fournisseurs d'immobilisations	4 569	5 542
Dettes fiscales	4 790	5 167
Dettes sociales	6 416	6 717
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 820	3 975
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 384	1 219
Appels de marge trading	458	486
Autres dettes ⁽²⁾	4 584	3 950
AUTRES CRÉDITEURS	29 577	30 670
<i>dont part non courante</i>	<i>5 621</i>	<i>6 039</i>
<i>dont part courante</i>	<i>23 956</i>	<i>24 631</i>

(1) Ce poste intègre le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu en 2020.

(2) Y compris dettes sur acquisition d'actifs et subventions d'investissements.

12.5.1 Avances et acomptes reçus

Au 30 juin 2025, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 656 millions d'euros (1 501 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.5.2 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 30 juin 2025, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 104 millions d'euros (2 137 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ils intègrent également les avances sur contrats long terme pour 603 millions d'euros chez Framatome et 298 millions d'euros chez Arabelle Solutions.

Ils intègrent également le solde de l'avance de 1,7 milliard d'euros versée en 2010 au groupe EDF dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise au compte de résultat linéairement sur la durée du contrat (24 ans).

12.5.3 Appels de marge trading

Au 30 juin 2025, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,5 milliard d'euros (comme au 31 décembre 2024). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 12.3), s'agissant de contreparties différentes.

12.5.4 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements pour 1,6 milliard d'euros au 30 juin 2025 (comme au 31 décembre 2024). Les subventions d'investissements reçues, nettes des effets périmètre sur le premier semestre 2025, s'élèvent à 70 millions d'euros (232 millions d'euros nets des effets périmètre sur 2024).

Les subventions d'investissement reçues par les sociétés du Groupe sont comptabilisées au passif en « Autres créditeurs » et virées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

Note 13 Capitaux propres

13.1 Capital social

Au 30 juin 2025, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros et est composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

13.2 Distributions de l'émetteur

L'Assemblée générale des actionnaires s'est tenue le 5 mai 2025.

Distribution de dividendes

Aucune distribution de dividendes n'a été réalisée en 2025 au titre de l'exercice 2024.

Autres distributions

Le 21 mai 2025, EDF a distribué à l'État français, actionnaire unique, un montant de 2 milliards d'euros imputés sur les primes liées au capital social.

13.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

Au 30 juin 2025, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 047 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (inchangé par rapport au 31 décembre 2024).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 212 millions d'euros sur le premier semestre 2025, contre 307 millions d'euros sur le premier semestre 2024 et 582 millions d'euros sur l'exercice 2024. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Une rémunération de 48 millions d'euros a été versée en juillet 2025 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée contre 70 millions d'euros en juillet 2024.

13.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

(en millions d'euros)	30/06/2025			30/06/2024	
	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
Principales participations ne donnant pas le contrôle :					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00	1 422	118	2 018	195
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	25,11	5 879	(37)	5 468	(23)
Sizewell C (Holding) Ltd.	n.a.	n.a.	n.a.	3 105	(16)
EDF Investissements Groupe SA	13,78	1 026	16	521	7
Luminus SA	31,37	1 109	36	895	57
Framatome	19,50	190	(14)	168	(19)
Autres participations ne donnant pas le contrôle	n.a.	1 270	63	1 612	105
TOTAL		10 896	182	13 787	306

n.a. : non applicable

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Energy Nuclear Generation Ltd. détenue à 80 % par le Groupe via EDF Energy, correspondent à la part de Centrica dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Ltd. correspondent à la part de CGN dans cette entité. NNB Holding Company (HPC) Ltd. est la holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 74,89 % (72,60 % au 31 décembre 2024) par le Groupe via EDF Energy.

La société Sizewell C (Holding) Ltd, détenue à 10,97 % (16,23 % au 31 décembre 2024 et 76,10 % au 30 juin 2024) par le Groupe via EDF Energy et qui porte le projet Sizewell C est mise en équivalence depuis le 31 décembre 2024. Au 30 juin 2024, les participations ne donnant pas le contrôle correspondaient à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe via la société EDF SA, correspondent à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 %.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent aux participations de collectivités locales belges, ainsi que les apports de partenaires sur le projet de CCGT de Seraing.

Les participations ne donnant pas le contrôle d'EDF Investissements Groupe correspondent à la participation de Natixis Belgique Investissements.

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires des filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables. Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 66 millions d'euros au 30 juin 2025 (68 millions d'euros au 30 juin 2024).

Note 14 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions liées à la production nucléaire ainsi que les principales modalités d'évaluation de ces provisions sont décrits dans les notes 15.1.1 (France) et 15.2 (Royaume-Uni) de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

La répartition entre la part courante et la part non courante des provisions liées à la production nucléaire se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	32 505	2 084	34 589	33 220	1 995	35 215
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	34 966	1 699	36 665	35 609	1 453	37 062
Provisions liées à la production nucléaire	67 471	3 783	71 254	68 829	3 448	72 277

Les variations des provisions pour aval du cycle, pour déconstruction et pour derniers cœurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	18 714	272	(700)	306	(38)	(36)	18 518
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	520	-	-	20	(16)	(20)	504
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 981	143	(419)	35	(45)	(128)	15 567
Provisions pour aval du cycle nucléaire	35 215	415	(1 119)	361	(99)	(184)	34 589
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	32 698	41	(453)	857	(396)	(510)	32 237
Provisions pour derniers cœurs	4 364	-	-	103	(43)	4	4 428
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	37 062	41	(453)	960	(439)	(506)	36 665
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	72 277	456	(1 572)	1 321	(538)	(690)	71 254

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur le premier semestre 2025 s'explique notamment par :

- les reprises liées aux dépenses engagées sur le traitement des combustibles usés et des chantiers de déconstruction en France et au Royaume-Uni ;
- en France, une diminution de (220) millions d'euros des provisions nucléaires dont (959) millions d'euros liés à la hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base (voir note 14.1). L'« Effet de l'actualisation » comprend la charge de désactualisation des provisions pour 1 197 millions d'euros et (500) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation comptabilisés en résultat financier. Les « Autres mouvements » comprennent un montant de (459) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation pour les provisions comptabilisées en contrepartie des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

14.1 Provisions nucléaires en France

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction des centrales et derniers cœurs est sensible aux hypothèses retenues en termes de scénarios industriels et procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durées d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Provisions pour gestion des combustibles usés

Concernant les provisions pour gestion des combustibles usés, les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040, et dont le dernier, signé le 1^{er} octobre 2024, fixe les conditions d'application pour la période 2024 - 2026.

Concernant l'entreposage des combustibles usés, le scénario industriel intègre un report du risque de saturation des piscines de la Hague au-delà de 2043 avec la mise en œuvre des projets parade (densification de l'entreposage à la Hague 1, entreposage à sec) ainsi que la construction de capacités d'entreposage nouvelles pour les combustibles usés engagés actuellement et non recyclables dans des installations industrielles construites ou en construction, dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Sur ce point, en octobre 2024, EDF et Orano avaient proposé à l'instruction de la DGEC⁽¹⁾ et de l'ASN⁽²⁾ un schéma industriel pour les futures installations du cycle (Programme Aval du Futur - ADF) qui intégrait un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (Atelier de Déchargement et d'Entreposage du combustible usé - ADEC). Cette proposition était en cours d'instruction au 31 décembre 2024.

Sur le premier semestre 2025, concernant le projet ADEC, la DGEC a signifié à EDF et Orano par courrier en date du 10 mars 2025 qu'elle « n'émet pas d'objection au projet industriel proposé ». Par ailleurs, le CPN⁽³⁾ du 17 mars 2025 indique que « le financement sera principalement porté par EDF ».

Dans l'attente des études Avant-Projet Sommaire (APS) qui seront fournies par Orano à horizon fin 2026, la meilleure estimation à date du montant à provisionner au titre de l'obligation d'entreposage des combustibles usés, non recyclables dans des installations construites ou en construction, est basée sur les hypothèses sous-jacentes issues de la revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau APS finalisé pour une installation comparable.

Par ailleurs, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du code de l'environnement, la DGEC et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023, conduit par un cabinet d'audit externe. L'audit, dont les conclusions ne sont pas de nature à remettre en cause de manière significative les provisions pour gestion des combustibles usés au 30 juin 2025, s'est achevé au 1^{er} semestre 2025. Les remarques considérées comme fondées ont été prises en compte dans les comptes annuels au 31 décembre 2024. Une lettre de suite sera adressée par la DGEC à EDF au cours du second semestre 2025.

Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Le 12 mai 2025, l'Andra⁽⁴⁾ a remis au ministre chargé de l'Industrie et de l'Énergie un rapport portant sur la mise à jour de l'évaluation du chiffrage de Cigéo, projet de stockage géologique profond pour les déchets radioactifs de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL). Les nouveaux éléments communiqués par l'Andra sont la première étape du processus qui va permettre d'actualiser le chiffrage de référence du projet Cigéo et les provisions associées.

Le planning de référence de l'Andra a également été révisé, la réception des premiers colis de déchets étant dorénavant envisagée pour 2050 (versus entre 2035 et 2040 dans le planning de référence précédent).

Les éléments communiqués par l'Andra sous la forme d'estimations hautes, intermédiaires et basses selon les hypothèses considérées intègrent notamment un scénario comprenant des optimisations jugées atteignables à terme, dans le cadre du planning prévisionnel du projet, et montrent pour ce scénario, à fiscalité constante, une relative stabilité des chiffrages associés. Au 30 juin 2025, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL permettent de couvrir le scénario de chiffrage optimisé, retenu par l'entreprise, sur la base des éléments publiés. L'arrêté ministériel fixant le coût de Cigéo est prévu pour une publication au second semestre 2025, ce qui devrait conduire au réexamen de la provision à cette échéance.

Enfin, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet Cigéo (passage d'une fiscalité basée sur le droit commun des installations industrielles à une fiscalité basée sur une taxe de stockage). Les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité du projet restent toutefois à préciser.

Par ailleurs, dans le cadre du projet de démantèlement de la centrale de Creys-Malville, EDF a été amené à traiter en tant que déchets les 5 520 tonnes de sodium contenues dans les circuits primaires et secondaires du réacteur. Le procédé mis en œuvre a conduit à la fabrication d'environ 38 000 blocs de béton sodés d'un mètre cube entre 2009 et 2014. Ces blocs sont actuellement entreposés dans le bâtiment pour l'entreposage du Combustible (APEC) à Creys-Malville. Le traitement préalable à leur stockage définitif au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) a été réévalué suite à des premiers résultats d'études permettant de repréciser certaines hypothèses du scénario de référence, générant une augmentation des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs (117 millions d'euros) et de déconstruction des centrales arrêtées (38 millions d'euros) au 30 juin 2025.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Concernant les provisions pour démantèlement et derniers cœurs, il n'y a pas eu sur le premier semestre 2025 d'événement réglementaire, industriel, opérationnel ou financier susceptible de conduire à une évolution notable des devis et provisions.

Compte tenu d'évolutions réglementaires récentes sur le traitement des peintures amiantées, il a été décidé de la mise en œuvre d'un plan d'action pluriannuel visant à collecter les informations disponibles dans le système d'information et à établir un programme de caractérisation. Au 30 juin 2025, les données disponibles ne permettent pas de caractériser et de définir l'impact de la présence de peinture amiantée sur le démantèlement du parc en exploitation.

Taux d'actualisation et taux d'inflation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation sont décrites en note 15.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

(1) Direction Générale de l'Énergie et du Climat

(2) Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN). En 2025, renommée ASNR (Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection)

(3) Conseil de Politique Nucléaire

(4) Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs

Sur cette base, le taux d'actualisation nominal s'établit à 4,6 % au 30 juin 2025 (4,5 % au 31 décembre 2024) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,9 % (identique au 31 décembre 2024), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 30 juin 2025 (2,6 % au 31 décembre 2024).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT, et leur forte volatilité, sur le premier semestre 2025.

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1^{er} juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui codifie et actualise au sein du Code de l'environnement le décret initial du 23 février 2007), et son arrêté d'application du 1^{er} juillet 2020 (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation. Cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Le taux plafond calculé selon l'arrêté en vigueur à partir de la référence UFR s'établit à 2,69 % au 30 juin 2025 (2,72 % au 31 décembre 2024).

Par ailleurs, les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 6,0 % observé entre le 1^{er} janvier 2004 et le 30 juin 2025, et donc supérieur au taux d'actualisation nominal.

La sensibilité aux hypothèses de coûts, de taux d'inflation et de taux d'actualisation ainsi qu'aux échéanciers de décaissements peut être estimée à partir de la comparaison du montant brut évalué aux conditions économiques de fin de période avec le montant en valeur actualisée.

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006

(en millions d'euros)	30/06/2025		31/12/2024	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	24 918	16 091	24 849	16 211
<i>dont non liée au cycle d'exploitation</i>	7 856	4 514	7 794	4 496
Gestion à long terme des déchets radioactifs	40 886	14 015	40 405	14 156
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	65 804	30 106	65 254	30 367
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 390	13 508	25 154	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 328	5 676	9 313	5 711
Derniers cœurs	5 248	3 065	5 167	2 995
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	39 966	22 249	39 634	22 216
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006		52 355		52 583

En complément sur les analyses de sensibilités, le tableau ci-dessous fournit pour EDF l'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs, d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 20 points de base :

Au 30 juin 2025 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 20 points de base	- 20 points de base	+ 20 points de base	- 20 points de base
Aval du cycle nucléaire :					
- gestion des combustibles usés	17 337	(304)	321	260	(275)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	14 015	(682)	760	517	(583)
Déconstruction et derniers cœurs :					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 508	(574)	605	0	0
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 676	(158)	168	158	(168)
- derniers cœurs	3 065	(94)	100	(0)	(0)
TOTAL	53 601	(1 812)	1 954	935	(1 026)
<i>dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	38 335	(1 578)	1 711	796	(881)

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (923)/958 millions d'euros dont 478/(501) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

14.2 Actifs dédiés d'EDF

EDF a constitué un portefeuille d'actifs financiers dédiés à la sécurisation du financement des engagements nucléaires de long terme et notamment à la déconstruction des centrales et à la gestion à long terme des déchets radioactifs, conformément à la réglementation.

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

14.2.1 Évolutions des actifs dédiés sur le premier semestre

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2024 (104,7 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur le premier semestre 2025 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée en 2024).

La performance des actifs dédiés (actifs cotés et non cotés) s'est élevée à 1,9 % au premier semestre.

La performance des **actifs de rendement** de +3,6 % est en progression par rapport au premier semestre 2024, en dépit de l'évolution défavorable au premier semestre 2025 des parités EUR/USD et EUR/GBP et d'une reprise encore timide du marché de l'immobilier de bureaux. Au premier semestre 2025, EDF Invest a poursuivi la gestion des différentes classes d'actifs non cotés relevant de son mandat (infrastructures, immobilier et fonds d'investissement) et a continué à souscrire dans des fonds diversifiés.

Les **actifs de croissance** (essentiellement composés d'actions cotées) ont terminé le semestre en performance positive de 1,1%, malgré la volatilité intervenue sur les marchés, notamment américains. Les investisseurs ont finalement intégré les incertitudes économiques générées par la décision des États-Unis d'imposer une forte augmentation des droits de douane à leurs partenaires commerciaux et la perspective d'accords commerciaux combinée à la très forte résilience de l'économie américaine ont permis aux marchés de rebondir fortement. Le dollar américain a toutefois été orienté assez nettement à la baisse, ce qui a pesé sur la performance en Euro.

Les **actifs de taux** (principalement constitués d'obligations cotées) ont enregistré une performance de 1,8% au premier semestre. Les obligations cotées ont été assez volatiles sur la période, avec une tendance à la repentification des courbes (écart croissant entre les taux longs et les taux courts) partout dans le monde. L'attention des investisseurs se concentre de plus en plus sur les sujets de politique budgétaire : les besoins de financement des États sont revus à la hausse, ce qui justifie aux yeux des investisseurs une prime de rendement supplémentaire à long terme.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont ainsi été enregistrées sur le premier semestre 2025 dans le résultat financier à hauteur de +319 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de +1 837 millions d'euros sur le premier semestre 2024 et de +2 998 millions d'euros sur l'exercice 2024. De même, des variations de juste valeur positives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur le premier semestre 2025 en OCI à hauteur de +54 millions d'euros (voir note 17.1.2) contre des variations de juste valeur négatives à hauteur de (98) millions d'euros sur le premier semestre 2024 et des variations de juste valeur positives de +164 millions d'euros en 2024.

Des retraits pour un montant de 374 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir au premier semestre 2025 (329 millions d'euros sur le premier semestre 2024 et 527 millions d'euros sur l'exercice 2024).

14.2.2 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

Les actifs dédiés d'EDF se décomposent de la façon suivante :

(en millions d'euros)		30/06/2025		31/12/2024	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest)⁽¹⁾		6 986	9 755	6 877	9 485
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	4 564	7 331	4 534	7 135
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 401	2 403	2 354	2 361
Dérivés	Juste valeur des dérivés	21	21	(11)	(11)
ACTIFS DE CROISSANCE		15 543	15 543	16 633	16 633
Actions cotées	Titres de dettes	14 744	14 744	15 995	15 995
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	696	696	699	699
Dérivés	Juste valeur des dérivés	103	103	(61)	(61)
ACTIFS DE TAUX		15 448	15 448	14 202	14 202
Obligations ⁽⁴⁾	Titres de dettes	12 997	12 997	13 172	13 172
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	248	248	260	260
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	400	400	395	395
Trésorerie ⁽⁴⁾	Titres de dettes	1 785	1 785	365	365
Dérivés	Juste valeur des dérivés	18	18	10	10
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		37 977	40 746	37 712	40 320

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (voir note 11.1). La valeur de réalisation des entités EDF Invest présentée dans ce tableau est déterminée par un évaluateur indépendant.

(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 281 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Après déduction de 1 387 millions d'euros de dette financière (comptabilisée dans le cadre des opérations de prêts de titres pour 920 millions d'euros et de mises en pension d'obligations pour 467 millions d'euros) dont 428 millions d'euros ont été réinvestis en Obligations et 960 millions d'euros en OPCVM monétaires présentés en Trésorerie.

14.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF

Les obligations nucléaires de long terme en France visées par la réglementation relative aux actifs dédiés, pour leur part liée à la production nucléaire, figurent dans les comptes consolidés du groupe EDF pour les montants suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 514	4 496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 015	14 156
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 184	19 221
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	622	634
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	38 335	38 507
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	40 746	40 320
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	106,3 %	104,7 %

Au 30 juin 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 106,3 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 30 juin 2025.

La performance de 1,9 % des actifs dédiés sur le 1^{er} semestre 2025 et l'effet du changement du taux d'actualisation conduisent à une hausse du taux de couverture des provisions nucléaires à 106,3 % au 30 juin 2025 (104,7 % au 31 décembre 2024), présentant une marge significative au-dessus du seuil réglementaire de 100 %.

Note 15 Provisions pour avantages du personnel

15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Provisions pour avantages du personnel – part courante	742	778
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	16 334	17 284
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	17 076	18 062

15.1.1 Décomposition de la variation de la provision : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
SOLDE AU 31/12/2024⁽¹⁾	34 692	(17 185)	17 507
Charge nette du premier semestre 2025	934	(349)	585
Écarts actuariels	(1 483)	567	(916)
Cotisations versées aux fonds	-	(38)	(38)
Cotisations salariales	-	-	-
Prestations versées	(834)	193	(641)
Écarts de conversion	(184)	200	16
Autres variations	-	-	-
SOLDE AU 30/06/2025	33 125	(16 612)	16 513
dont provisions pour avantages du personnel			17 076
dont actifs financiers non courants			(563)

(1) Le passif net au 31 décembre 2024 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 18 062 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (555) millions d'euros soit un passif net de 17 507 millions d'euros.

La répartition du passif net par zone géographique est la suivante :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
France	26 550	(9 878)	16 672
Royaume-Uni	5 693	(6 229)	(536)
Autres	882	(505)	377
SOLDE AU 30/06/2025	33 125	(16 612)	16 513
dont provisions pour avantages du personnel			17 076
dont actifs financiers non courants			(563)

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
France	27 749	(10 093)	17 656
Royaume-Uni	6 054	(6 579)	(525)
Autres	889	(513)	376
SOLDE AU 31/12/2024	34 692	(17 185)	17 507
dont provisions pour avantages du personnel			18 062
dont actifs financiers non courants			(555)

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2025 s'élèvent à (1 483) millions d'euros :

- dont (1 306) millions d'euros en France en lien avec l'évolution à la hausse du taux d'actualisation réel (+30 points de base, voir note 15.2) ;
- dont (163) millions d'euros au Royaume-Uni, en lien avec la hausse du taux d'actualisation réel (+20 points de base, voir note 15.2).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2025 s'élèvent à 567 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une performance des actifs de couverture inférieure aux taux d'actualisation, en France pour 382 millions d'euros et au Royaume-Uni pour 176 millions d'euros, en lien avec la baisse de valorisation des produits de taux, principalement obligataires, dans un contexte de hausse des taux d'intérêts.

15.1.2 Charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

(en millions d'euros)	S1 2025	S1 2024
Coût des services rendus	(274)	(259)
Coût des services passés	-	30
Écarts actuariels - avantages à long terme	(17)	(43)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	
Charges nettes en résultat d'exploitation	(291)	(272)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(643)	(608)
Produit sur les actifs de couverture	349	330
Charges d'intérêts nette en résultat financier	(294)	(278)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(585)	(550)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 483	1 107
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(567)	(526)
Écarts actuariels	916	581
Écarts de conversion	(16)	5
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	900	586

15.2 Hypothèses actuarielles

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2024.

Les principales hypothèses actuarielles retenues pour l'évaluation des avantages du personnel sont les suivantes :

(en %)	France		Royaume-Uni	
	30/06/2025	31/12/2024	30/06/2025	31/12/2024
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	3,70 %	3,40 %	5,70 %	5,55 %
Taux d'inflation	1,90 %	1,90 %	2,90 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,90 %	2,90 %	2,80 %	2,85 %

(1) Le produit d'intérêts généré par les actifs est calculé sur la base du taux d'actualisation. La différence entre ce produit d'intérêts et le rendement des actifs est comptabilisée en capitaux propres.

(2) Taux moyen inflation inclus et pour une projection de carrière complète.

Note 16 Autres provisions

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2025			31/12/2024		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	16.1	2 148	140	2 288	2 147	147	2 294
Autres provisions	16.2	4 095	2 858	6 953	3 875	2 547	6 422
AUTRES PROVISIONS		6 243	2 998	9 241	6 022	2 694	8 716

16.1 Autres provisions pour déconstruction

Les autres provisions pour déconstruction concernent principalement les centrales thermiques et les installations relatives à la production d'assemblages de combustible nucléaire, ainsi que la provision pour démantèlement de parcs éoliens.

La répartition par société est présentée en note 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024. Cette répartition reste similaire au 30 juin 2025.

16.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2025
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	806	-	-	-	-	(173)	633
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	41	-	(1)	-	-	(2)	38
Provisions pour litiges	223	42	(18)	(2)	-	3	248
Provisions pour contrats onéreux	609	89	(53)	(331)	10	56	380
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 700	1 300	(432)	-	-	(51)	2 517
Autres provisions pour risques et charges	3 043	495	(322)	(52)	(6)	(21)	3 137
TOTAL	6 422	1 926	(826)	(385)	4	(188)	6 953

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement le contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG (activités gazières GNL du Groupe). Au cours du premier semestre 2025, la réévaluation des hypothèses macroéconomiques d'utilisation du terminal suite à la conclusion d'un nouveau contrat a conduit à la reprise partielle nette de la provision à hauteur de 327 millions d'euros au 30 juin 2025.

Les autres provisions sont individuellement non significatives.

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour quotas d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour certificats d'économie d'énergie (CEE), le cas échéant.

La hausse des provisions sur le semestre correspond principalement à des dotations au titre des certificats d'énergie renouvelable au Royaume-Uni, ainsi qu'aux CEE en Italie, mais compensées partiellement par des reprises en France. Pour rappel, une grande partie des obligations au titre des certificats d'énergie renouvelable est couverte par ceux acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles.

Autres provisions pour risques et charges

Accord environnemental avec ENI

Le 31 juillet 2023, a été signé un accord entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989. Les objectifs de l'accord sont notamment de : i) mettre fin à des litiges pendants devant la Cour d'appel de Milan et prévenir tout autre litige, pour des cas et sur des questions similaires qui pourraient survenir à l'avenir ; ii) convenir du cadre de conduite mutuelle sur les questions environnementales liées à ces sites et résoudre les problèmes environnementaux résultant de la pollution historique ; iii) créer un cadre de valorisation et de partage des coûts coordonné sur une base 50/50.

À cet égard, au 31 décembre 2024, Edison avait ainsi comptabilisé un passif totalisant 702 millions d'euros, répartis à hauteur de 286 millions d'euros en dette (au titre des coûts supportés par ENI antérieurs au 31 décembre 2023 et qui sera réglée à parts égales en septembre 2025 et septembre 2026) et 416 millions d'euros en provisions.

Au premier semestre 2025, une mise à jour des estimations de coûts 2025 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire de la provision de 62 millions d'euros. Ce travail de révision des coûts estimés continuera à être effectué à chaque clôture de façon à assurer la cohérence entre le niveau de provisionnement et les estimations de coûts de remédiations environnementales.

Aumelas

Concernant le site d'Aumelas, par jugement du 7 avril 2025, la Chambre correctionnelle du tribunal judiciaire de Montpellier a condamné des sociétés de projet, EDF Renouvelables, EDF Renouvelables France, Futuren et un ancien Président Directeur Général de EDF Renouvelables dans un contentieux relatif à des atteintes alléguées aux espèces protégées entre 2017 et 2021 du fait de l'exploitation des parcs éoliens. Les sociétés condamnées et l'ancien Président Directeur Général ont interjeté appel.

Autres

Les autres provisions couvrent divers risques et charges liés à l'exploitation (restructuration, obligations contractuelles d'entretien...). Aucune provision n'est individuellement significative.

Dans des cas extrêmement rares, la description d'un litige ayant fait l'objet d'une provision peut ne pas être mentionnée dans les notes annexes aux états financiers, si une telle divulgation était de nature à causer au Groupe un préjudice sérieux.

Note 17 Actifs et passifs financiers

17.1 Actifs financiers

17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

La répartition entre les actifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	5 173	20 250	25 423	6 459	15 304	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	300	5	305	302	5	307
Titres en juste valeur en résultat	30 366	7 254	37 620	28 613	1 939	30 552
Titres de dettes ou de capitaux propres	35 839	27 509	63 348	35 374	17 248	52 622
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	-	3 275	3 275	-	4 915	4 915
Dérivés de couverture – Juste valeur positive ⁽¹⁾	2 920	1 589	4 509	4 109	1 892	6 001
Prêts et créances financières ⁽²⁾	16 430	2 061	18 491	16 468	2 684	19 152
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	55 189	34 434	89 623	55 951	26 739	82 690

(1) Dont 2 619 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes au 30 juin 2025 (3 937 millions d'euros au 31 décembre 2024 et voir note 18.2).

(2) Dont dépréciation pour (640) millions d'euros au 30 juin 2025 ((653) millions d'euros au 31 décembre 2024).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction pour 1 640 millions d'euros s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée en 2025.

17.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

La répartition des titres de dettes ou de capitaux propres se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2025			31/12/2024	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF ⁽¹⁾	5 227	-	29 312	34 539	33 123
Actifs liquides	20 139	-	7 190	27 329	17 999
Autres actifs ⁽²⁾	57	305	1 118	1 480	1 500
TOTAL	25 423	305	37 620	63 348	52 622

(1) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 1 387 millions d'euros au titre de mises en pensions de titres pour 467 millions d'euros et de prêts de titres pour 920 millions d'euros. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.2.1) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.2.2), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(2) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 14.2. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

La variation monétaire d'actifs financiers de (9 346) millions d'euros (telle que présentée dans le tableau de flux de trésorerie) résulte essentiellement des placements de trésorerie en lien avec les émissions réalisées par EDF sur le premier semestre 2025 au sein des actifs liquides (OPCVM, obligations et dépôts court terme).

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

Les variations de juste valeur des titres de dettes ou de capitaux propres enregistrées en capitaux propres part du Groupe sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	S1 2025			S1 2024		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat ⁽²⁾
Actifs dédiés d'EDF	(3)	-	(57)	(160)	-	(62)
Actifs liquides	56	-	46	148	-	(29)
Autres titres	-	5	-	-	3	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	53	5	(11)	(12)	3	(91)

(1) +/() : augmentation / (diminution) des capitaux propres - part du Groupe.

(2) +/() : augmentation / (diminution) du résultat - part du Groupe.

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) concernent principalement EDF pour +64 millions d'euros dont 54 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2025 et pour +79 millions d'euros dont (98) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2024.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur le premier semestre 2025.

17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Créances à recevoir du NLF	15 619	16 142
Autres prêts et créances financières	2 872	3 010
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	18 491	19 152

Au 30 juin 2025, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 15 619 millions d'euros au 30 juin 2025 (16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent, tels qu'exposés en note 14.2 ;
- les autres prêts et créances financières intègrent notamment :
 - le surfinancement du plan de retraite EDFG (*EDF Group of the ESPS*) d'EDF Energy pour un montant de 536 millions d'euros au 30 juin 2025 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2024,
 - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 303 millions d'euros au 30 juin 2025 (354 millions d'euros au 31 décembre 2024) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture ;
- des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement à des parcs en France et au Royaume-Uni, pour un montant de 766 millions d'euros au 30 juin 2025 contre 814 millions d'euros au 31 décembre 2024. Sur le premier semestre 2025, le prêt lié au projet du parc éolien terrestre Dumat Al Jandal en Arabie Saoudite a été totalement déprécié pour (50) millions d'euros. Cette dépréciation fait suite à des performances opérationnelles inférieures aux prévisions.

17.2 Passifs financiers

17.2.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

Les passifs financiers se répartissent entre courant et non courant de la manière suivante :

(en millions d'euros)	30/06/2025			31/12/2024		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	74 282	13 175	87 457	68 871	12 931	81 802
Dettes financières - Actifs dédiés ⁽¹⁾	-	1 387	1 387	-	-	-
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	3 504	3 504	-	4 315	4 315
Dérivés de couverture - Juste valeur négative ⁽²⁾	3 392	1 158	4 550	2 225	1 642	3 867
PASSIFS FINANCIERS	77 674	19 224	96 898	71 096	18 888	89 984

(1) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 1 387 millions d'euros au titre de mises en pensions de titres pour 467 millions d'euros et de prêts de titres pour 920 millions d'euros. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.1.2) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.2.2), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(2) Dont 3 180 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (2 065 millions d'euros au 31 décembre 2024 et voir note 18.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((811) millions d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading* principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités et de la volatilité observée au premier semestre 2025.

La hausse de la juste valeur négative des dérivés de couverture (853 millions d'euros) s'explique essentiellement par la mise en place de nouveaux dérivés de couverture de juste valeur sur la dette brute en lien avec les nouvelles émissions de la période et par un effet change, principalement lié à l'appréciation de l'euro contre le dollar américain.

17.2.2 Emprunts et dettes financières

17.2.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
SOLDES AU 31/12/2024	54 116	12 777	8 825	4 421	1 663	81 802
Augmentations	7 445	1 067	4 022	381	79	12 994
Diminutions	(4)	(1 087)	(2 221)	(410)	(156)	(3 878)
Écarts de conversion	(449)	(97)	(80)	(57)	1	(682)
Mouvements de périmètre	-	2	1	5	-	8
Variations de juste valeur	(2 549)	(184)	(1)	-	-	(2 734)
Autres mouvements	-	(4)	(99)	56	(6)	(53)
SOLDES AU 30/06/2025	58 559	12 474	10 447	4 396	1 581	87 457

Sur le premier semestre 2025, EDF a lancé l'émission de 7 445 millions d'euros équivalent **d'obligations** senior sur différents marchés :

- le 6 janvier 2025, 484 millions d'euros (500 millions de dollars U.S.) d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans (cf. communiqué de presse du Groupe du 6 janvier 2025) ;
- le 6 janvier 2025, 1 799 millions d'euros (1,9 milliard de dollars US) en trois tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 7 janvier 2025) :
 - > obligation de 700 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,75 %,
 - > obligation de 800 millions de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,38 %,
 - > émission additionnelle de 400 millions de dollars U.S. de l'obligation émise le 22 avril 2024 d'une maturité initiale de 40 ans, avec un coupon fixe de 6,00 % ;
- le 24 janvier 2025, 606 millions d'euros (480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling) via de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires senior existantes (cf. communiqué de presse du Groupe du 27 janvier 2025) :
 - > émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 %,
 - > émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 12 octobre 2022 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 4,38 %,
 - > émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,38 %,

- > émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,50 % ;
- le 30 janvier 2025, 501 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 31 janvier 2025) :
 - > obligations vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,57 %,
 - > obligations vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,23 % ;
- le 30 avril 2025, 2,25 milliards d'euros en trois tranches d'obligations senior vertes (cf. communiqué de presse du Groupe du 30 avril 2025) :
 - > obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 3,25 %,
 - > obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,00 %,
 - > obligation de 500 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,63 %.
- Le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling par voie de placement privé non coté, dans le cadre de son programme EMTN en trois tranches d'obligations senior. La première tranche a été émise le 26 juin 2025 pour un montant de 1 728 millions d'euros (1,5 milliard de livres sterling). Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C (cf. communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025).

Concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit**, les principales opérations réalisées sur le premier semestre 2025 sont relatives à des nouveaux prêts bancaires de maturité entre 3 à 5 ans pour 790 millions d'euros et au remboursement de (887) millions d'euros sur tirages de lignes de crédits en euros.

Au 30 juin 2025, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 1 473 millions d'euros, ainsi que la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de la mise en pension de titres de dettes auprès de plusieurs banques pour un montant de 879 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

Les émissions et remboursements d'emprunts ayant un effet monétaire tels que présentés dans le tableau de flux de trésorerie se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	30/06/2025
Émissions d'emprunts	7 445	1 067	4 022	-	-	12 534
Remboursements d'emprunts	(4)	(1 087)	(2 221)	(410)	(18)	(3 740)

17.2.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 820	931	8 495	767	1 162	13 175
Entre un et cinq ans	13 537	9 461	1 035	2 133	60	26 226
À plus de cinq ans	43 202	2 082	917	1 496	359	48 056
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2025	58 559	12 474	10 447	4 396	1 581	87 457

17.3 Lignes de crédit non utilisées

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 16 638 millions d'euros au 30 juin 2025 (14 315 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces montants incluent 12 190 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG non tirées au 30 juin 2025 (11 688 millions d'euros au 31 décembre 2024).

L'augmentation de ces lignes de crédit est liée à une nouvelle ligne de crédit de 2 milliards d'euros octroyée à EDF Trading par un syndicat de banques.

(en millions d'euros)	30/06/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	16 638	3 011	13 604	23	14 315

17.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	30/06/2025		31/12/2024	
	Juste valeur	Valeur au bilan	Juste valeur	Valeur au bilan
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	83 365	87 457	78 793	81 802

17.5 Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture

Les variations de juste valeur des dérivés de couverture enregistrées en capitaux propres part du Groupe et au compte de résultat sur la période s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	S1 2025			S1 2024			2024		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres ⁽¹⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage ⁽²⁾	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux ⁽³⁾	(170)	-	7	83	-	9	117	-	(2)
Couverture de change	(318)	(568)	1	336	183	(16)	254	605	(5)
Couverture d'investissement net à l'étranger	562	-	-	(407)	-	-	(666)	-	-
Couverture de matières premières	856	(65)	(9)	186	(1 137)	(72)	1 462	(1 051)	(76)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE⁽⁴⁾	930	(633)	(1)	198	(954)	(79)	1 167	(446)	(83)

(1) +/() : augmentation/diminution des capitaux propres part du Groupe.

(2) +/() : augmentation/diminution du résultat part du Groupe.

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de 1 563 millions d'euros sur le premier semestre 2025 (1 152 millions d'euros sur le premier semestre 2024 et 1 613 millions d'euros en 2024).

Au 30 juin 2025, les variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres incluent pour (175) millions d'euros (+133 millions d'euros au 31 décembre 2024 et +31 millions d'euros au 30 juin 2024) de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les swaps de taux et de devises (cross-currency swaps). Ces variations de juste valeur sont recyclées en résultat, via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut (voir note 8.1).

Elle s'explique au premier semestre 2025 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de 562 millions d'euros ((407) millions d'euros sur le premier semestre 2024 et (666) millions d'euros en 2024) et des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de 1 176 millions d'euros (1 497 millions d'euros sur le premier semestre 2024 et 2 146 millions d'euros en 2024) – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE au premier semestre 2025 pour (65) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour +30 millions d'euros, principalement sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** et **Royaume-Uni** ;
- de gaz pour (136) millions d'euros, sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** et **Royaume-Uni** ;
- de CO₂ pour +31 millions d'euros, sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** et **Royaume-Uni** ;
- et les autres couvertures pour +10 millions d'euros.

Note 18 Indicateurs financiers

Les indicateurs financiers ne sont pas définis par les normes comptables et n'apparaissent pas en lecture directe dans les comptes du Groupe.

18.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 5 495 millions d'euros à fin juin 2025, en diminution de (2 859) millions d'euros par rapport au premier semestre 2024.

Il correspond au résultat net hors éléments non récurrents, hors variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* et hors variations nettes de juste valeur de titres de dettes et de capitaux propres nets d'impôts. Le passage du résultat net part du Groupe au résultat net courant se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	S1 2025			S1 2024
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net		-	-	-	5 475
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		(363)	112	2	(1 406)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	144	(38)	-	106
Pertes de valeur		173	(66)	-	107
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles ⁽¹⁾	10.3	185	(53)	-	132
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises ⁽²⁾		(12)	(13)	-	(25)
Autres éléments		120	(63)	(1)	56
dont autres produits et charges d'exploitation	7	120	(63)	(1)	56
RÉSULTAT NET COURANT					5 495

(1) Au 30 juin 2025, les pertes de valeur comprennent notamment les dépréciations nettes d'actifs sur le secteur EDF power solutions pour un total de (93) millions d'euros et sur le secteur France - Activités de production et commercialisation pour (83) millions d'euros (voir note 10.3). Au 30 juin 2024, les pertes de valeur comprenaient notamment la dépréciation des actifs liés à Nuward pour un montant de (230) millions d'euros.

(2) Incluent les dépréciations au titre des participations, créances dans les entreprises associées et coentreprises et provisions rattachées. Au 30 juin 2024, les dépréciations concernaient les actifs dédiés et le parc éolien détenu par EDF Renouvelables en Mer d'Écosse Neart na Goithe (NnG) pour (208) millions d'euros.

18.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 49 982 millions d'euros à fin juin 2025 (contre 54 346 millions d'euros à fin décembre 2024).

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2025	31/12/2024
Emprunts et dettes financières	17.2.2	87 457	81 802
Dérivés de couverture des dettes	17.1.1 et 17.2.1	561	(1 872)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(10 728)	(7 597)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	17.1.2	(27 329)	(17 999)
Dérivés de couverture des actifs liquides		21	12
ENDETTEMENT FINANCIER NET		49 982	54 346

La ligne « Emprunts et dettes financières » comprend un montant de 793 millions d'euros au titre des appels de marge débiteurs sur les dérivés de taux et de change au 30 juin 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La ligne « Trésorerie et équivalents de trésorerie » comprend un montant de (1 097) millions d'euros au titre des appels de marge créditeurs sur les dérivés de taux et de change au 30 juin 2025 ((156) millions d'euros au 31 décembre 2024).

Note 19 Passifs et actifs éventuels

Concernant les passifs et actifs éventuels du Groupe, hormis les procédures mentionnées ci-dessous, aucune évolution significative n'a été observée sur le premier semestre 2025 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024 en note 21 et au chapitre 7.1.5 du Document d'enregistrement universel.

19.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées, mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. Cette décision n'a aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance. La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision et reste dans l'attente de l'admission de son pourvoi par le Conseil d'État. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie favorable à la Société pour lequel, par un arrêt du 2 juillet 2025, le Conseil d'État rejette le pourvoi du Ministre et valide définitivement pour cet autre passif nucléaire de long terme les décisions antérieures qui ont toujours été favorables à la Société. Consécutivement à cette décision du Conseil d'État, une reprise de provision à hauteur 115 millions d'euros a été constatée au 30 juin 2025.

19.2 Contentieux ARENH – Force majeure

Dans le cadre de la crise sanitaire liée à la Covid-19, certains fournisseurs ont demandé la suspension totale des livraisons de volumes d'ARENH et/ou leur suspension partielle à hauteur de la baisse de consommation d'électricité de leur portefeuille de clients pendant la crise, en invoquant la clause de force majeure prévue dans l'accord-cadre ARENH conclu avec EDF.

Sept procédures au fond ont été initiées par des fournisseurs alternatifs en vue d'obtenir d'EDF des dommages et intérêts en réparation du préjudice causé par son refus prétendument illicite d'appliquer la clause de force majeure. Il s'agit de : Hydroption, Vattenfall, Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions, Arcelor Mittal Energy, Plüm Energy et Entreprises et Collectivités, TotalEnergies et Ekwateur.

Sur ces sept contentieux, quatre sont définitivement clos et trois sont encore en cours : Hydroption, TotalEnergies et Ekwateur.

Dans l'affaire Hydroption, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond le 13 avril 2021 condamnant EDF à verser à Hydroption 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Le 15 octobre 2021, la Cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la Cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la Cour d'appel de Paris a de nouveau infirmé le jugement du Tribunal de commerce et rejeté les demandes indemnitaires d'Hydroption. Le 8 novembre 2024, le liquidateur s'est pourvu en cassation.

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 millions d'euros à Ekwateur d'autre part. Le 11 juillet 2025, la Cour d'appel de Paris a infirmé les jugements rendus par le Tribunal de commerce de Paris le 30 novembre 2021. Considérant que les conditions contractuelles de la force majeure n'étaient pas réunies et qu'EDF n'avait pas commis de faute, la Cour a débouté TotalEnergies et Ekwateur de leurs demandes de dommages et intérêts. Elle a également condamné TotalEnergies à payer à EDF 21,5 millions euros de dommages et intérêts au titre de la suspension fautive de l'accord-cadre.

19.3 Edison

Les procédures en cours autres que celles détaillées ci-dessous n'ont pas connu d'évolutions sur le premier semestre 2025.

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles, administratives et pénale, ont été engagées et sont en cours à l'exception de la procédure civile de Bussi sul Tirino qui a pris fin :

En 2023, une action en justice avait été intentée par la municipalité de Bussi sul Tirino pour obtenir l'indemnisation des dommages prétendument subis en relation avec la pollution survenue dans la zone. En mars 2025, Edison et la municipalité de Bussi ont conclu un accord transactionnel en vertu duquel Edison s'est engagée à financer la création d'une communauté d'autoconsommation énergétique via l'installation de nouveaux panneaux photovoltaïques et d'autres activités visant au réaménagement de la zone. Cet accord a mis fin à cette procédure.

19.4 Arbitrage Venture Global

En 2017 Edison a signé avec la société américaine Venture Global LNG Inc un contrat pour l'exportation des États-Unis de gaz naturel liquéfié. Les premières livraisons étaient attendues pour l'année 2023.

Venture Global n'ayant pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et ayant choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme, Edison a engagé un arbitrage en mai 2023 contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le Tribunal arbitral s'est tenue en octobre 2024 et la décision est attendue au second semestre 2025. Il est à noter que les livraisons de GNL n'ont commencé qu'à partir du deuxième trimestre 2025.

Note 20 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2025. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

20.1 Engagements donnés

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan donnés du Groupe qui sont valorisés. Il est complété par des engagements décrits séparément dans les notes détaillées.

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2025	31/12/2024
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	20.1.1	69 388	70 464
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	20.1.2	18 265	17 984
Engagements donnés liés aux opérations de financement	20.1.3	5 541	6 004
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		93 194	94 452

Dans la quasi-totalité des cas, les engagements donnés sont réciproques, les tiers concernés ayant une obligation contractuelle de fournir au Groupe des actifs ou des prestations relatifs à des opérations d'exploitation, d'investissement ou de financement.

20.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations d'exploitation sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Engagements d'achats de combustible et d'énergie ⁽¹⁾	43 264	45 895
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	25 788	24 222
Engagements de location en tant que preneur	336	347
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	69 388	70 464

(1) Hors achats de gaz et services associés.

20.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz et services associés) s'élèvent à 43 264 millions d'euros (45 895 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Leur évolution sur le premier semestre 2025 s'explique par une diminution des engagements d'achats de combustible nucléaire chez EDF SA et d'électricité et services associés chez EDF Energy (diminution accentuée par un fort effet change).

Au 30 juin 2025, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

	30/06/2025					31/12/2024
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés	28 881	3 822	7 893	6 869	10 297	30 548
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽⁹⁾	420	129	213	78	-	413
Achats de combustible nucléaire	13 963	2 025	6 276	4 200	1 462	14 934
ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	43 264	5 976	14 382	11 147	11 759	45 895

(1) Hors achats de gaz et services associés.

20.1.1.2 Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation

Au 30 juin 2025, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

	30/06/2025				31/12/2024
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Garanties données liées aux activités opérationnelles	14 919	4 525	5 156	5 238	14 773
Engagements sur achats d'exploitation ⁽¹⁾	10 712	5 641	3 970	1 101	9 307
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	157	57	87	13	142
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION⁽²⁾	25 788	10 223	9 213	6 352	24 222

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 483 millions d'euros au 30 juin 2025 (2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties destinées à la bonne exécution des contrats, sous forme de garanties maison mère ou de garanties bancaires.

Au 30 juin 2025, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, EDF SA, Edison, EDF Energy et Framatome.

Leur évolution s'explique essentiellement par une nouvelle garantie donnée par EDF Energy à Sizewell C dans le cadre d'un contrat de vente de chaudière par Framatome, partiellement compensée par une diminution des garanties données par EDF Renouvelables.

L'augmentation des engagements sur achats d'exploitation hors énergie et combustibles nucléaires concerne principalement EDF SA dans le cadre de la maintenance et de l'entretien de son parc de production, et PEI dans le cadre d'un nouveau contrat de maintenance et de fourniture de pièces de rechange.

20.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Les engagements de location en tant que preneur non comptabilisés au bilan s'élèvent à 335 millions d'euros (347 millions d'euros au 31 décembre 2024), dont 214 millions d'euros (242 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre d'actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction).

20.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2025, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

	30/06/2025				31/12/2024
	Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 999	11 294	5 285	420	16 865
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 025	66	918	41	908
Autres engagements donnés liés aux investissements	241	17	160	64	211
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	18 265	11 377	6 363	525	17 984

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 72 millions d'euros au 30 juin 2025 (163 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA à hauteur de 5,5 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage (pièces de rechange, visites décennales) et au projet EPR 2 pour des montants limités), EDF Energy à hauteur de 4,6 milliards d'euros (notamment engagements liés à HPC), Enedis pour 4 milliards d'euros et EDF Renouvelables pour 0,9 milliard d'euros (projets notamment au Royaume-Uni et en France). S'agissant d'EPR 2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF SA et non au montant global des contrats signés.

20.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2025 sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 589	1 107	494	1 988	3 656
Garanties financières données	994	72	562	360	1 195
Autres engagements donnés liés au financement	958	906	52	-	1 153
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	5 541	2 085	1 108	2 348	6 004

(1) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 1 520 millions d'euros au 30 juin 2025 (1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent EDF Renouvelables et EDF Trading.

Les sûretés réelles et biens affectés en garanties des emprunts comprennent principalement des nantissements ou hypothèques d'actifs corporels et de titres de participation de filiales consolidées détentrices d'actifs corporels d'EDF Renouvelables.

Les garanties financières données concernent essentiellement des garanties octroyées par EDF Renouvelables dans le cadre du financement de ses projets.

20.2 Engagements reçus

Le tableau ci-dessous présente les engagements hors bilan reçus par le Groupe qui sont valorisés.

(en millions d'euros)	30/06/2025	31/12/2024
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	18 424	13 841
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement / désinvestissement	625	532
Engagements reçus liés aux opérations de financement	3 514	15
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽¹⁾	22 563	14 388

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 17.3.

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome pour 12,4 milliards d'euros (contrats de construction et d'ingénierie) et de contrats de livraison d'équipements pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions pour 1,7 milliard d'euros.

Ils intègrent notamment des engagements reçus par Framatome, EDF SA et Edvance dans le cadre du projet Sizewell C pour un total de 5,7 milliards d'euros, suite à l'entrée en vigueur des contrats signés (voir note 11.3).

Les engagements reçus liés aux opérations de financement intègrent l'option pour émettre deux tranches d'émissions obligataires en 2026 et 2027 pour un montant global de 3 milliards de livres sterling (3,5 milliards d'euros) dans le cadre de l'accord signé le 20 juin 2025 par EDF et Apollo (voir note 17.2.2).

Note 21 Événements postérieurs à la clôture

Hormis les événements mentionnés dans les autres notes, le 3 juillet 2025, EDF a levé avec succès 75,8 milliards de yens (448 millions d'euros) en trois tranches d'obligations senior « Samourai » (cf. communiqué de presse du Groupe du 3 juillet 2025).