

Groupe EDF

Rapport financier semestriel

au 30 juin 2026

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



Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 30 juillet 2026 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2026 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 6 « Perspectives » 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 2025.

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 2026**
- 2. RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2026**
- 3. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2026 (PÉRIODE DU 1^{er} JANVIER AU 30 JUIN 2026)**
- 4. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2026**

Déclaration de la personne physique assumant la responsabilité du rapport financier semestriel 2026

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 30 juillet 2026

M. Bernard Fontana
Président-Directeur Général d'EDF

Groupe EDF

Rapport d'activité semestriel 2026

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

1	Faits marquants	7
2	Gouvernement d'entreprise	9
3	Éléments de conjoncture	9
3.1	Évolution des prix de marché de l'électricité en Europe	9
3.2	Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France	11
4	Résultats du premier semestre 2026	12
4.1	Chiffres clés	12
4.2	Bilan électrique en France	12
4.3	Performance environnementale et sociale	13
4.4	Évolution de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	13
4.5	Résultat financier	15
4.6	Résultats nets	15
5	Cash-flow et endettement financier net	16
5.1	Cash-flow opérationnel	16
5.2	Cash-flow Groupe et autres éléments	17
5.3	Endettement financier net	18
6	Perspectives	20

Les informations relatives aux risques, qui figuraient précédemment dans le rapport d'activité, sont présentées dans la note 16.3 « Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie » de l'annexe aux comptes consolidés au 30 juin 2026.

1 Faits marquants

Performance opérationnelle et financière solide

Hausse de la production nucléaire en France

Cash-flow positif entraînant une stabilité de la dette financière nette

Le Groupe EDF accompagne l'électrification de ses clients

- A l'occasion de ses 80 ans, EDF renforce son engagement en faveur de l'électrification et mobilise 350 millions d'euros pour accélérer l'électrification des usages, autour de 3 piliers clés : le logement et le bâtiment pour faciliter l'accès à des solutions de chauffage et rafraîchissement bas carbone, les transports pour accompagner la transition du transport lourd vers l'électrique et l'industrie pour accélérer les projets d'installation de nouveaux consommateurs et l'électrification des processus industriels.
- **Gamme de contrats d'électricité adaptée à tous les usages**
 - > Signature de contrats long terme jusqu'à 21 TWh annuels à fin juin 2026 et signature de l'avenant avec Exeltium
 - > Lancement de l'offre de marché Zen Estival dédiée aux clients résidentiels avec 7 h super creuses par jour en été.
- **Dalkia, acteur de l'électrification et de la chaleur bas carbone**
 - > Lauréat d'un appel à projet européen pour 13 projets de chaudières électriques industrielles
 - > Gain de concessions de réseau de chaleur, dont Paris en consortium (5TWh par an), 3 projets utilisant de la géothermie profonde.
- **Accélération dans les services énergétiques**
 - > Lancement de 2 filiales dans les services énergétiques : IZI by EDF pour les clients particuliers et EDF business services pour les entreprises et collectivités
 - > Près de 430 000 points de recharge pour véhicules électriques déployés ou gérés à fin juin 2026
- **Accompagnement pour l'installation de centres de données**
 - > Appels à manifestation d'intérêt pour l'installation de centres de données sur 6 sites d'EDF pour une puissance totale de plus de 2 GW à fin juillet 2026, dont appel à manifestation d'intérêt de Creys-Mépieu lancé le 3 juillet 2026 (500 MW).

Production et souveraineté

- **La production nucléaire progresse de 4,2 TWh à 206,5 TWh, grâce à la hausse de la production nucléaire en France de 8 TWh**: elle reflète la bonne disponibilité des réacteurs en fonctionnement, des arrêts de tranche bien maîtrisés et toujours une forte modulation de 13,3 TWh⁽¹⁾.
- **La production hydraulique est stable à 26 TWh⁽²⁾** grâce à une bonne disponibilité des installations.
- **La production éolienne et solaire est en hausse de 6 % à 17 TWh** en raison notamment de nouvelles capacités installées et de conditions de vent plus favorables.
- Le portefeuille de projets éoliens, solaires et hydrauliques atteint près de 114 GW bruts.
- Avec **95 % de production décarbonée, EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de 26,5 gCO₂ / kWh**, dont 4,1 gCO₂ / kWh pour EDF SA en France continentale. La production contribue au niveau record d'export de la France de 51 TWh.
- **Sécurisation de la chaîne d'approvisionnement**
 - > Acquisition par Framatome de Sebim (ex-Trillium Flow Technologies), spécialiste de la conception et fabrication de soupapes de sécurité pour le parc et les nouveaux projets nucléaires
 - > Transformation de l'usine Framatome de Jeumont pour produire en série des équipements critiques des futurs EPR2
 - > Annonce de la construction d'une nouvelle usine Arabelle Solutions dédiée à la fabrication de pièces pour le programme EPR2.

(1) Y compris services-systèmes et mécanisme d'ajustement vs 18,3 TWh au S1 2025

(2) Après déduction de la consommation du pompage, cette production est de 20,8 TWh au S1 2026 vs 21,8 TWh au S1 2025.

Poursuite des projets bas carbone

• EDF se mobilise pour ses projets nucléaires

- > **EPR2** : démarrage au Creusot du nouvel atelier de fabrication des internes de cuves de Framatome ; dépôt de la demande d'autorisation de création de Gravelines ; ouverture de l'enquête approfondie sur le support de l'Etat par la Commission Européenne
- > **Hinkley Point C** : installation de la cuve de l'Unité 2 et avancée du montage électromécanique
- > **Grand Carénage** : début des 4^{èmes} visites décennales des réacteurs 1 300 MW et remplacement des générateurs de vapeur de Flamanville 2 ; instruction en cours des 5^{èmes} visites décennales dans le cadre de la préparation de l'allongement de la durée de vie à 60 ans.

• Hydraulique

- > Adoption de la loi pour la mise en place d'un régime d'autorisations et la relance des investissements
- > Poursuite des travaux de la station hydraulique par pompage (Voglans-Saut Mortier - 84 MW).

• EDF poursuit ses projets renouvelables

- > 1,5 GW bruts mis en service, dont 126 MW en France
- > Renouvellement des parcs éoliens de la région des Abruzzes en Italie par Edison (- 73 % du nombre d'éoliennes et doublement de la production).

Adaptation au changement climatique

• Résilience du parc de production

- > **Plan d'adaptation** : 8,7 milliards d'euros d'ici à 2040 pour les activités nucléaires, hydrauliques et insulaires pour s'adapter aux événements climatiques avec notamment des études pour développer des systèmes de refroidissement de l'eau comme à Civaux pour d'autres réacteurs. L'EPR2 est conçu en intégrant le changement climatique pour toute sa durée de vie. Mise en place de réponses aux besoins de soutien d'étiage des territoires par EDF Hydro
- > **Canicules 2026** : pour respecter la réglementation environnementale, 3 réacteurs arrêtés et 9 avec réduction de puissance au pic des canicules de juin et juillet avec néanmoins des niveaux de production suffisants pour répondre à la demande (10 GW d'exports par jour en moyenne).

• Résilience du réseau Enedis

- > **Plan d'adaptation** : 15 milliards d'euros d'ici 2040 avec notamment la rénovation de 15 000 km par an d'ici à 2030 pour adapter les réseaux aux effets du changement climatique, y compris pendant les situations exceptionnelles
- > **Canicules 2026** : en juin, mobilisation de plus de 1 000 techniciens d'Enedis et salariés d'entreprises partenaires et déclenchement de la FIRE (force d'intervention rapide d'électricité).

Des réseaux engagés au service de la transition énergétique

- **Raccordements** par Enedis⁽¹⁾ de 6 000 points de livraison alimentant **260 000 points de recharge** de véhicules électriques, de plus de 60 000 installations renouvelables (3,4 GW), de **6 GW pour les consommateurs** (versus 4,5 GW au premier semestre 2025)
- **Délais de raccordement divisés par 2** versus 2023 en outre-mer et en Corse, associés à un bon niveau de satisfaction des clients.
- **Qualité des réseaux** : le temps moyen de coupure d'Enedis, hors événements exceptionnels (critère B HIX), est en légère amélioration à **30 minutes**.
- **Réduction de 10 minutes** du temps moyen de coupure à 130 minutes hors événements exceptionnels (critère B) versus le premier semestre 2025 en outre-mer et en Corse, portée par une politique d'investissement volontariste.

EDF répond à la hausse des besoins de flexibilité du système électrique

- **Augmentation de la flexibilité de la production** : hausse de 14 % de la production des stations hydrauliques par pompage, augmentation de 9,3 GW d'effacement possible de renouvelables sous Obligation d'Achat.
- **Déploiement des offres de flexibilité pour les clients** : progression de 19 % du nombre de points de recharge pilotables pour véhicules électriques
- **Développement des moyens de stockage** : accélération des mises en service avec le projet Stockage Energie Catalan, combinant batterie (20 MW) et barrages hydrauliques (8 MW) et lancement de la 1^{ère} station hydraulique par pompage en Corse (30 MW)
- **Renforcement de l'autonomie énergétique insulaire** : renouvellement du parc éolien de Sainte Rose à La Réunion permettant de multiplier par 6 le niveau de production et couplage à une batterie (4,6 MW).

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

2 Gouvernement d'entreprise

L'Assemblée générale mixte annuelle d'EDF du 24 juin 2026, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration et conformément à l'article L.225-24 du Code de commerce, a ratifié :

- La nomination, faite à titre provisoire par le Conseil d'administration du 25 septembre 2025, de Monsieur Matthieu Chabanel en qualité d'administrateur, en remplacement de Monsieur Bruno Crémel, dont la démission a pris effet le 5 mai 2025, et ce pour la durée du mandat restant à courir de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026 ;
- La nomination, faite à titre provisoire par le Conseil d'administration du 19 février 2026 de Monsieur Martin Briens en qualité d'administrateur, en remplacement de Madame Anne-Marie Descôtes, dont la démission a pris effet le 9 février 2026, et ce pour la durée du mandat restant à courir de cette dernière, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026.

Au 30 juin 2026, le Conseil d'administration d'EDF comprend 18 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⁾

(en €/MWh)	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du 1er semestre 2026 en base	61,8	107,2	126,4	95,0
Variation 2026/2025 des moyennes en base sur le 1 ^{er} semestre	(4,9)	2,8	6,9	6,8
Moyenne du 1er semestre 2026 en pointe	56,6	111,7	126,9	91,4
Variation 2026/2025 des moyennes en pointe sur le 1 ^{er} semestre	(11,0)	(2,6)	3,1	5,8

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2026/2025 sont calculées avec les valeurs exactes.

En France, le prix spot de **l'électricité** en 2026 a évolué entre - 498,65 €/MWh et 433,42 €/MWh. Son niveau moyen est en baisse de 4,9 €/MWh par rapport au premier semestre 2025. Cette baisse s'explique essentiellement par le premier trimestre, pendant lequel il a atteint une moyenne de 71,0 €/MWh, contre 99,8 €/MWh en moyenne pour le premier trimestre 2025.

Elle résulte des éléments d'équilibre offre-demande suivants :

- Hausse marquée de la production d'électricité sur le semestre, à 284,7 TWh⁽²⁾ (environ + 4,6 % par rapport au premier semestre 2025), avec une augmentation de la production nucléaire, solaire et éolienne, malgré la légère baisse de la production hydraulique et thermique à flamme.
- Demande en légère baisse : sur le premier semestre 2026, la consommation, non corrigée du climat et des effacements, s'élève à 227,7 TWh (- 1,0 TWh par rapport au premier semestre 2025).

Cette hausse de la production conjuguée à une demande en légère baisse a conduit à augmenter les exports : le solde français au premier semestre 2026 s'est établi à 51 TWh selon RTE, un record.

La hausse des prix du **gaz** (+ 3,8 % pour l'indice spot PEG, l'indice de référence du gaz en France, au premier semestre 2026 par rapport au premier semestre 2025) causée par le conflit au Moyen-Orient ainsi que la hausse du prix des quotas carbone (+ 6,3 % en moyenne pour le cours du CO₂ livré en décembre de l'année N au premier semestre 2026 par rapport au premier semestre 2025) n'ont que partiellement atténué la baisse des prix spot.

Comme en 2025, le premier semestre 2026 a été marqué par de nombreuses heures de prix spot négatifs ou nuls survenant lorsque la production renouvelable est importante et la demande faible, dans un contexte général d'augmentation de la capacité installée de production d'énergies renouvelables. Plus précisément, le premier semestre 2026 a connu 476 heures de prix spot négatifs ou nuls, un chiffre très proche des 483 heures dénombrées sur le premier semestre 2025.

Pour le Royaume-Uni, l'Italie et la Belgique, la hausse des prix spot en base au premier semestre 2026 résulte de l'augmentation des prix des commodités à laquelle ils sont plus sensibles dans la mesure où leurs systèmes électriques sont davantage dépendants des moyens thermiques à flamme que la France.

(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) Source RTE - Valeurs provisoires au 7 juillet 2026.

3.1.2 Prix à terme de l'électricité en Europe⁽¹⁾

(en €/MWh)	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2027 à terme en base sur le 1^{er} semestre 2026	54,0	89,2	101,4	84,0
Variation 2026/2025 des moyennes des prix des contrats annuels à terme N+1 en base sur le 1 ^{er} semestre	(10,6)	(3,7)	(7,0)	(3,1)
Prix à terme du contrat annuel 2027 en base au 30 juin 2026	57,4	94,3	104,5	87,7
Moyenne du prix du contrat annuel 2027 à terme en pointe sur le 1^{er} semestre 2026	59,8	98,7	106,4	n.c.
Variation 2026/2025 des moyennes des prix des contrats annuels N+1 à terme en pointe sur le 1 ^{er} semestre	(14,4)	(5,6)	(8,1)	n.c.
Prix à terme du contrat annuel 2027 en pointe au 30 juin 2026	61,4	103,5	109,8	n.c.

n.c. : produit non coté

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2026/2025 sont calculées avec les valeurs exactes.

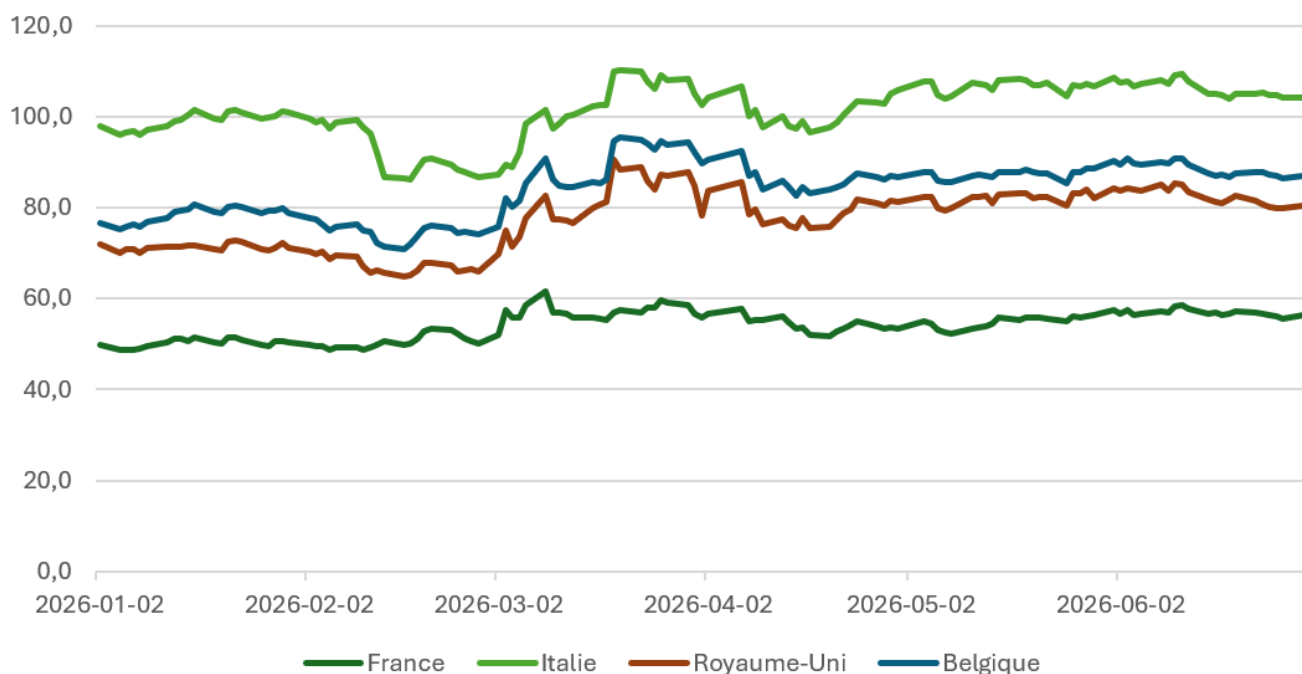
Les contrats annuels à terme de l'électricité pour livraison l'année suivante en base et en pointe ont baissé en moyenne en France par rapport à l'année dernière, comme dans tous les autres pays d'Europe de l'Ouest.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 (CAL 2027) s'est établi en moyenne à 54,0 €/MWh au premier semestre, en baisse de 10,6 €/MWh par rapport à la moyenne des cotations au premier semestre 2025 (CAL 26). Il a évolué entre 48,7 €/MWh et 61,7 €/MWh et clôture le semestre à 57,4 €/MWh. À titre de comparaison, au premier semestre 2025, le produit calendaire 2026 avait atteint un maximum de 75,0 €/MWh.

Après une baisse marquée au cours du deuxième semestre de l'année 2025, le produit pour livraison en 2027 a démarré l'année le 2 janvier 2026 à 49,8€/MWh. La tendance a ensuite été haussière au cours du premier semestre 2026, suivant principalement le cours du gaz et du CO₂. Les cours du gaz pour livraison en 2027 ont fortement augmenté début mars avec le début de la guerre en Iran et le blocage du détroit d'Ormuz, par lequel transite près de 20 % du GNL mondial et réagi ensuite aux évolutions du conflit. Le cours du CO₂ pour livraison en décembre 2026 a évolué entre 63,7 et 92,2 €/t au cours du semestre.

Les prix des produits pour livraison calendaire en 2027 des autres pays d'Europe de l'ouest ont réagi plus fortement aux évolutions du conflit en Iran en raison de leurs systèmes électriques plus dépendants des moyens thermiques à flamme.

Évolution des principaux contrats à terme européens d'électricité en base (N+1) en €/MWh



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

3.2 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

3.2.1 Température en France

Sur le premier semestre 2026, la température moyenne s'est élevée à 12,9°C, soit +0,9°C par rapport à la même période de 2025 (12,0°C) et +1,9°C par rapport à la normale (11,1°C). Comparée à 2025, cette hausse est principalement portée par les mois de février (+ 2,7°C) et mai (+ 1,2°C).

En prenant comme référence la normale, l'ensemble des mois du premier semestre 2026 affichent des températures supérieures aux valeurs saisonnières. Les écarts les plus marqués sont observés en juin (+ 3,6°C), février (+ 2,7°C) et avril (+ 1,9°C).

3.2.2 Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

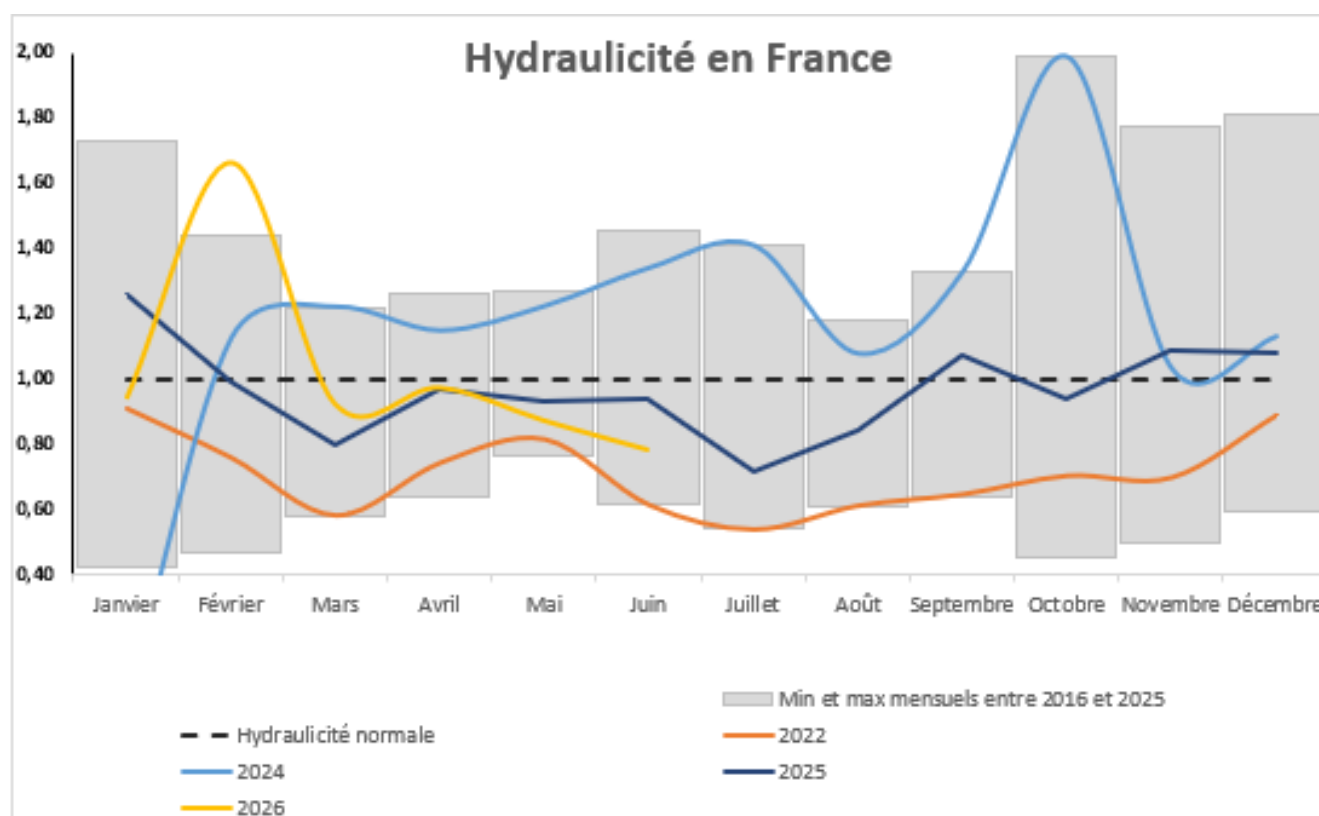
Comme pour 2025, le premier semestre 2026 a été globalement déficitaire en précipitations – exception faite du mois de février qui a établi un nouveau record historique* (1,66 avec pour précédent record 1,57 en février 1995).

L'enneigement en 2026 a été supérieur à celui de 2025 sur l'ensemble des massifs. Cependant, les conditions météorologiques exceptionnellement sèches et chaudes du premier semestre 2026 ont entraîné une fonte nivale anticipée et rapide en montagne dès début avril.

Sur le périmètre EDF, l'indice cumulé d'hydraulicité à fin juin 2026 est de 0,98 contre 0,97 à fin juin 2025. L'année 2026 a débuté avec un stock des réservoirs inférieur à celui de 2025 (55,2 % au 1^{er} janvier 2026 contre 68,8 % au 1^{er} janvier 2025). Combinée à une faible hydraulécité, cette situation a conduit à un niveau de remplissage de 71,1 % au 1^{er} juillet 2026 (contre 76,5 % au 1^{er} juillet 2025), soit 3,9 points sous la moyenne historique*.

* période de 1986 à 2025.

Hydraulicité d'EDF en France (période de 2016-2025)



4 Résultats du premier semestre 2026

4.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 30 juin 2026.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	57 449	59 436	(1 987)	-3,3%	-2,9%
EBE	14 104	15 470	(1 366)	-8,8%	-8,7%
Résultat d'exploitation	7 607	8 962	(1 355)	-15,1%	-15,2%
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	7 830	7 709	121	1,6%	1,7%
Résultat net part du Groupe	5 236	5 475	(239)	-4,4%	-4,4%
Résultat net courant	4 002	5 495	(1 493)	-27,2%	-27,2%
Cash-flow Groupe	1 052	4 294	(3 242)	-75,5%	n.a.
Endettement financier net	51 499	49 982	1 517	3,0%	n.a.

n.a : non applicable

4.2 Bilan électrique en France

La production nucléaire en France atteint 189,9 TWh, en hausse de 8 TWh par rapport au premier semestre 2025. Cette évolution reflète la bonne disponibilité du parc et une moindre modulation par rapport au premier semestre 2025.

La production hydraulique brute en France⁽¹⁾ s'élève à 23,7 TWh, en légère baisse de - 0,2 TWh, l'hydraulicité étant stable par rapport à celle du premier semestre 2025.

Les centrales thermiques ont été légèrement plus sollicitées au premier semestre 2026 (1,8 TWh contre 1,2 TWh au premier semestre 2025).

Les volumes vendus aux clients finals sont en baisse de - 1,5 TWh (hors effets du climat et de période). Cette évolution s'explique principalement par une diminution du portefeuille clients pour - 2,6 TWh, en particulier sur le marché d'affaires, reflétant une concurrence forte ; partiellement compensée par une hausse de la consommation unitaire, représentant +1,2 TWh, à la fois sur le résidentiel et sur le marché d'affaires. L'impact du climat est estimé à - 2,3 TWh porté par des températures plus douces au premier semestre 2026 qu'au premier semestre 2025.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 113,9 TWh, une position qui s'est renforcée par rapport au premier semestre 2025 (vendeuse à 39,5 TWh), en lien avec la fin du dispositif ARENH au 31 décembre 2025.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire, avant déduction de la consommation du pompage. Hors activité insulaire, la production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 18,9 TWh au premier semestre 2026 (19,7 TWh au premier semestre 2025).

4.3 Performance environnementale et sociale

La **performance environnementale et sociale**, en lien avec la performance opérationnelle, s'inscrit dans le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et dans la raison d'être du Groupe EDF « Construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

Au premier semestre 2026, l'**intensité carbone du Groupe** reste à un niveau comparable au niveau annuel 2025 et atteint **26,5 gCO₂/kWh**, néanmoins en légère hausse par rapport au premier semestre 2025, du fait de la sollicitation plus importante des moyens de production thermique.

En 2025, le **bilan carbone** du Groupe EDF avait continué à baisser, tiré par une production d'électricité et de chaleur bas carbone en hausse, conjuguée à la moindre sollicitation de la production thermique.

Indicateur groupe EDF	Réalisé S1 2026	Réalisé S1 2025
Intensité carbone (gCO ₂ /kWh)	26,5	26,2

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) 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.

La valeur du **LTIR** global (salariés + prestataires) en baisse depuis 2019 s'établit à **1,6 à fin 2025 stable** par rapport à 2024 et conforme à l'objectif que le Groupe s'était fixé.

A fin juin 2026, la valeur sur 12 mois glissants est de 1,6 (inférieure à la valeur à fin juin 2025 qui était de 1,7). Le déploiement de nos démarches de prévention se poursuit pour les salariés et les prestataires et l'accent a été mis sur l'analyse de nos événements graves et mortels afin de poursuivre la baisse du LTIR.

Indicateur groupe EDF	Périmètre	S1 2026	S1 2025	Evolution
LTIR	Salariés+Prestataires	1,6	1,7	Stabilité

4.4 Évolution de l'Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

L'EBE s'élève à 14 104 millions d'euros versus 15 470 millions d'euros au premier semestre 2025 dans un contexte de baisse des prix de marché et de performance opérationnelle solide, avec notamment une production nucléaire en hausse en France.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une diminution organique de (1 343) millions d'euros.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	6 228	7 327	(1 099)	-15,0%	-15,4%
France - Activités régulées	4 054	4 112	(58)	-1,4%	-1,4%
EDF power solutions	662	611	51	8,3%	10,5%
Dalkia	273	249	24	9,6%	18,1%
Industrie et Services	177	86	91	105,8%	96,5%
Royaume-Uni	1 062	1 334	(272)	-20,4%	-17,5%
Italie	606	743	(137)	-18,4%	-16,3%
Autres	1 042	1 008	34	3,4%	0,9%
EBE GROUPE	14 104	15 470	(1 366)	-8,8%	-8,7%

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE est en recul de (1 099) millions d'euros, notamment en raison de la baisse des prix captés à la vente pour (1,0) milliard d'euros, alimentée par la baisse des prix de marché et des effets de saisonnalité, partiellement compensée par l'effet favorable de la fin du dispositif ARENH à partir du 1er janvier 2026.

Cet effet prix est partiellement compensé par la hausse de production nucléaire, valorisée à + 0,4 milliard d'euros.

Enfin, la hausse des taxes INB (Installations Nucléaires de Base), décidée dans le cadre de la Loi de Finances 2025, impacte l'EBE pour (0,6) milliard d'euros pour l'année pleine 2026 par rapport à 2025.

France - Activités régulées

La baisse de (58) millions d'euros de l'EBE est essentiellement portée par Enedis pour (50) millions d'euros et s'explique principalement par une baisse des volumes acheminés en raison de la hausse moyenne des températures. De plus, les événements climatiques, notamment les tempêtes de début d'année, ont entraîné une hausse des charges.

EDF power solutions

L'EBE du segment EDF power solutions (qui regroupe EDF power solutions SA ainsi que les activités de la Belgique et du Brésil) augmente de 51 millions d'euros par rapport au premier semestre 2025.

Cette variation est portée principalement par la hausse de l'EBE d'EDF power solutions SA de 49 millions d'euros, liée essentiellement à la rotation du portefeuille, avec en particulier des cessions significatives de parcs aux États-Unis et une production en hausse.

La cession des activités d'EDF power solutions aux États-Unis et au Canada a été annoncée pour une valeur des titres d'environ 4,2 milliards de dollars, assortie de compléments de prix pour un montant maximal de 0,39 milliard de dollars.

En **Belgique**, le léger recul de l'EBE s'explique par une baisse de la production nucléaire liée aux arrêts planifiés de 3 réacteurs et à l'arrêt définitif de Tihange 1 compensée par une bonne optimisation des coûts d'équilibrage.

Dalkia

La progression de l'EBE de 24 millions d'euros s'explique par la performance commerciale et les travaux de décarbonation dans les bâtiments, les réseaux de chaleur et l'industrie, afin d'accompagner les clients dans l'électrification et l'amélioration de l'efficacité énergétique de leurs installations.

Industrie et services

Le niveau d'activité accru de la Base Installée et du Combustible aux États-Unis explique la hausse de 78 millions d'euros de l'EBE contributif de Framatome.

La montée de puissance de la fabrication des composants pour le programme EPR2 induit par ailleurs la hausse de l'EBE Framatome. Les prises de commande s'établissent à environ 2,7 milliards d'euros à fin juin 2026.

L'EBE d'Arabelle Solutions à ses bornes augmente de 64 millions d'euros par rapport à juin 2025 (+ 13 millions d'euros en contributif Groupe) portée essentiellement par la hausse de l'activité.

Royaume-Uni

La diminution de l'EBE de (272) millions d'euros s'explique par la baisse de la production nucléaire de 1,7 TWh en lien avec des arrêts fortuits plus nombreux, ainsi que par l'impact de la baisse des prix de marché sur les prix nucléaires réalisés.

Afin de prolonger la durée de vie du réacteur de Sizewell B de 2035 à 2055, un accord a été signé le 9 juillet 2026 avec le gouvernement britannique sur les termes d'un contrat pour différence sur cette période à un prix de 70,5 £/MWh₂₀₂₅. EDF prévoit d'investir 800 M€ d'ici 2035 pour mettre en œuvre cette prolongation.

Italie

La baisse de (137) millions d'euros de l'EBE s'explique par les activités de production d'électricité avec un net recul de la production hydraulique, compte tenu d'une faible pluviométrie.

Dans les activités de commercialisation, les marges sont en retrait dans un contexte réglementaire et concurrentiel tendu.

Dans les activités gaz, les marges sont en légère baisse, l'effet de la force majeure déclarée par Qatar Energy sur leurs livraisons depuis début avril ayant été partiellement compensé par des livraisons de gaz par d'autres fournisseurs.

Autres

La baisse de l'EBE des **activités gazières** de (350) millions d'euros s'explique par des opérations réalisées en 2025 sans équivalent en 2026, notamment l'optimisation des positions prises dans le contrat avec le terminal de Dunkerque.

Dans un contexte de la fin de l'Arenh, de forte hausse des prix du gaz et de la volatilité liée au conflit au Moyen-Orient, l'activité d'**EDF Trading** a été soutenue et son EBE est en augmentation.

4.5 Résultat financier

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 681)	(1 598)	(83)	5,2%
Effet de l'actualisation	(2 013)	(1 465)	(548)	37,4%
Autres produits et charges financiers	3 917	1 810	2 107	116,4%
RÉSULTAT FINANCIER	223	(1 253)	1 476	-117,8%

Le résultat financier représente un produit de 223 millions d'euros au premier semestre 2026, en amélioration de +1 476 millions d'euros par rapport au premier semestre 2025 en raison principalement de :

- la performance plus forte du portefeuille des actifs dédiés au sein des autres produits et charges financiers (5,9 % versus 1,9 % au premier semestre 2025), liée à des marchés actions plus favorables en 2026 (estimé à +1 665 millions d'euros sans impact cash). Le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés passe de 106,3% au 30 juin 2025 à 112,6 % au 30 juin 2026;
- compensée par la hausse de la charge de désactualisation de (548) millions d'euros liée principalement à l'augmentation du taux d'actualisation réel des provisions nucléaire de 10 bp au premier semestre 2025 sans équivalent en 2026 (sans impact cash);
- la gestion active de la dette, qui a permis de stabiliser le coût de l'endettement financier brut à 1 681 millions d'euros.

Le résultat financier courant est en dégradation de (178) millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents essentiellement composés de la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés pour 1 984 millions d'euros.

4.6 Résultats nets

Le **résultat net courant** s'élève à 4 002 millions d'euros versus 5 495 millions d'euros au premier semestre 2025 soit une diminution de (1 493) millions d'euros principalement due au recul de l'EBE pour (1 366) millions d'euros. La charge d'impôt est en augmentation de (292) millions d'euros (voir note 17.1 des comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2026).

Le **résultat net part du Groupe** de 5 236 millions d'euros versus 5 475 millions d'euros au premier semestre 2025 est en recul de (239) millions d'euros en raison, d'une part du recul de l'EBE et d'autre part des principaux éléments après impôt non courants suivants :

- la variation de juste valeur des instruments financiers, essentiellement les actifs dédiés, pour +1 138 millions d'euros ;
- la variation de la volatilité des commodités pour +304 millions d'euros
- le résultat de cession de EDF Norte Fluminense pour (181) millions d'euros.

5 Cash-flow et endettement financier net

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025	Variation en valeur	Variation en %
EBE	14 104	15 470	(1 366)	-8,8%
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE ⁽¹⁾	(2 656)	1 073	(3 729)	-347,5%
EBE Cash	11 448	16 543	(5 095)	-30,8%
Variation du besoin en fonds de roulement net	2 512	2 944	(432)	-14,7%
Investissements nets ⁽²⁾	(11 435)	(11 471)	36	-0,3%
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	31	(95)	126	-132,6%
Cash-flow opérationnel	2 556	7 921	(5 365)	-67,7%
Cessions d'actifs	-	565	(565)	-100,0%
Impôt sur le résultat payé	(774)	(817)	43	-5,3%
Frais financiers nets de produits financiers	(793)	(964)	171	-17,7%
Actifs dédiés	424	79	345	436,7%
Dividendes versés en numéraire	(361)	(2 489)	2 128	-85,5%
Cash-flow Groupe	1 052	4 294	(3 242)	-75,5%
Autres variations monétaires	(308)	(40)	(268)	670,0%
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	744	4 254	(3 510)	-82,5%
Effet de la variation de change	(125)	(71)	(54)	76,1%
Autres variations non monétaires ⁽³⁾	(622)	181	(803)	-443,6%
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	(3)	4 364	(4 367)	-100,1%
Endettement financier net ouverture	51 496	54 346	(2 850)	-5,2%
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	51 499	49 982	1 517	3,0%

(1) Les éléments non monétaires incluent (1 962) millions d'euros de variation de juste valeur chez EDF Trading au premier semestre 2026 (+1 503 millions d'euros au premier semestre 2025).

(2) 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 d'actifs.

(3) Le 30 juin 2026, le groupe EDF a signé un accord relatif à la cession à KKR des activités d'EDF power solutions aux Etats-Unis et au Canada. La cession, pourrait intervenir au cours du second semestre 2026 (voir note 3.2 des comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2026). Les actifs et passifs d'EDF power solutions North America ont été reclassés en actifs et passifs destinés à être cédés. L'EFN correspondant reste intégré à hauteur de 470 millions d'euros dans l'endettement financier net de clôture.

5.1 Cash-flow opérationnel

Le **cash-flow opérationnel** s'établit à 2 556 millions d'euros. Il est essentiellement lié au cash généré par les activités régulées et non régulées en France.

Le **besoin en fonds de roulement** diminue de 2,5 milliards d'euros, notamment en raison de :

- une diminution des créances clients de 3,0 milliards d'euros, principalement liée à la saisonnalité de l'activité (volumes et prix) ;
- une dégradation de 0,6 milliard d'euros liée à un déficit de compensation des charges dans le mécanisme de CSPE.

5.1.1 Investissements nets

Les **investissements nets** (hors cessions d'actifs) atteignent **11 435 millions d'euros**, stables par rapport au premier semestre 2025. Ils sont réalisés principalement pour le Grand Carénage dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs en France et leur résilience aux événements climatiques, pour le projet Hinkley Point C et le programme EPR2, ainsi que pour le développement des réseaux et leur adaptation au changement climatique.

(en millions d'euros)	1 ^{er} semestre 2026	1 ^{er} semestre 2025	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	4 155	3 930	225	5,7%
France - Activités régulées	3 129	3 414	(285)	-8,3%
EDF power solutions	507	391	116	29,7%
Dalkia	175	163	12	7,4%
Industrie et Services	383	382	1	0,3%
Royaume-Uni	3 006	2 917	89	3,1%
Italie	316	220	96	43,6%
Autres	(236)	54	(290)	-537,0%
INVESTISSEMENTS NETS	11 435	11 471	(36)	-0,3%

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 225 millions d'euros, principalement en raison de la montée en puissance du projet EPR2.

Le segment **France - Activités régulées** voit ses investissements nets reculer de (285) millions d'euros en lien avec la fin des projets insulaires Larivot et Ricanto.

Les investissements nets du segment **EDF power solutions** sont en hausse de 116 millions d'euros essentiellement liés à des opérations de cessions aux US pour 0,6 milliard d'euros en 2025 sans équivalent en 2026, compensés par une baisse des investissements.

Au **Royaume-Uni**, la hausse des investissements nets de 89 millions d'euros est principalement liée à un programme d'arrêt réglementaire plus important que prévu pour 70 millions d'euros.

Le segment **Italie** enregistre une hausse des investissements nets de 96 millions d'euros. Cette hausse est principalement liée à des cessions d'actifs en 2025 (Pologne et Sesto) pour 61 millions d'euros ainsi que par l'acquisition en 2026 de centrales de cogénération et de projets de biométhane en Espagne pour 55 millions d'euros.

Les investissements nets du segment **Autres** s'élèvent à (236) millions d'euros en baisse de (290) millions d'euros principalement lié aux cessions de la société Norte Fluminense pour (220) millions d'euros et de la centrale de biomasse Lingbao pour (27) millions d'euros en 2026.

5.2 Cash-flow Groupe et autres éléments

Le **cash-flow Groupe** s'établit à 1 052 millions d'euros versus 4 294 millions d'euros au premier semestre 2025 au cours duquel une prime d'émission de 2 milliards d'euros avait été versée à l'Etat. Il s'explique par un cash-flow opérationnel de 2 556 millions d'euros partiellement compensé par les impôts payés de (774) millions d'euros et les frais financiers nets de (793) millions d'euros.

5.2.1 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 424 millions d'euros à fin juin 2026. 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).

À fin juin 2026, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 112,6 % versus 108,8 % à fin décembre 2025.

5.2.2 Dividendes versés

À fin juin 2026, le Groupe a distribué 361 millions d'euros, dont :

- 190 millions d'euros envers les porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée ;
- 171 millions d'euros de dividendes versés par des filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires.

L'Assemblée générale des actionnaires qui s'est réunie le 24 juin 2026 a décidé de distribuer à l'État français, actionnaire unique, un dividende au titre de l'année 2025 de 1 milliard d'euros qui a été versé le 30 juillet 2026.

5.2.3 Autres variations non monétaires

L'effet de change a un impact défavorable de (125) millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro⁽¹⁾.

Les autres variations non monétaires s'établissent à (622) millions d'euros à fin juin 2026 contre 181 millions d'euros à fin juin 2025. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16), de variations de juste valeur de la dette et d'intérêts courus sur les dettes financières.

5.3 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. Les créances financières venant en réduction de l'endettement financier net correspondent aux appels de marge sur dérivés de couverture de la dette.

L'endettement financier net de 51 499 millions d'euros à fin juin 2026 est stable par rapport à fin décembre 2025. EDF a émis plus de 5,1 milliards d'euros d'obligations pendant le premier semestre 2026, dont 2,75 milliards d'euros d'obligations vertes pour le financement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires et le projet Hinkley Point C.

Le 30 juin 2026, le groupe EDF a signé un accord relatif à la cession à KKR des activités d'EDF power solutions aux Etats-Unis et au Canada. La cession, pourrait intervenir au cours du second semestre 2026 (voir note 3.2 des comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2026). Les actifs et passifs d'EDF power solutions North America ont été reclassés en actifs et passifs destinés à être cédés. L'EFN correspondant reste intégré à hauteur de 470 millions d'euros dans l'endettement financier net de clôture.

5.3.1 Décomposition de l'endettement financier net

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Emprunts et dettes financières ⁽¹⁾	84 798	84 238
Dérivés de couvertures des dettes et appels de marge versés ⁽²⁾	(1 235)	(415)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 973)	(7 641)
Titres de dettes et de capitaux propres- Actifs liquides	(24 541)	(24 700)
Dérivés de couverture des actifs liquides	(20)	14
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	470	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET	51 499	51 496

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 767 millions d'euros au 30 juin 2026 (1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025).

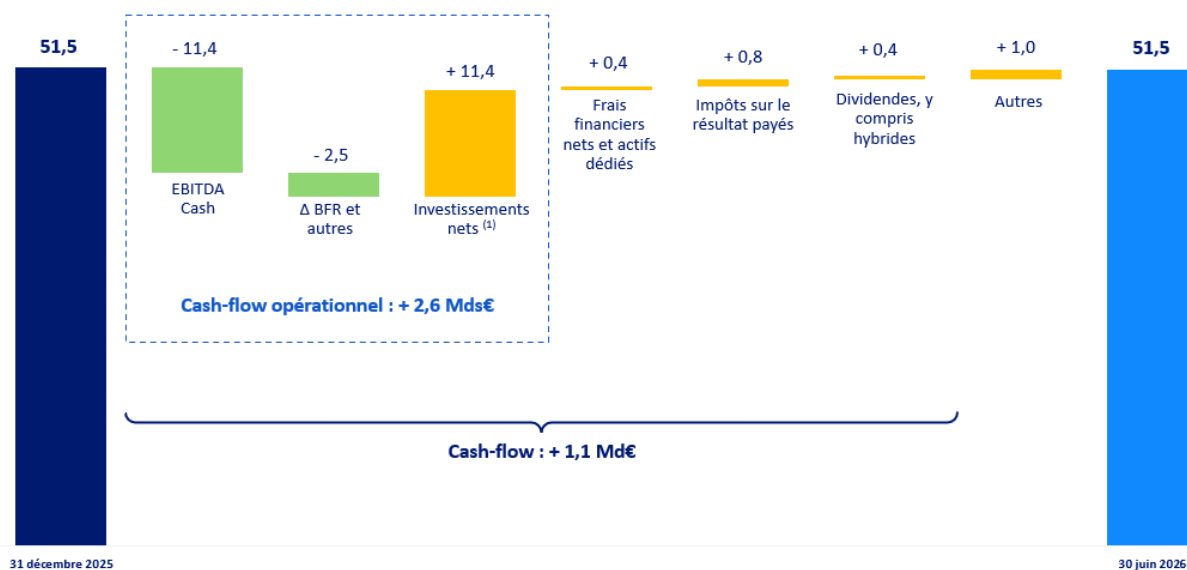
(2) Comprend un montant d'appels de marge payés sur dérivés de couverture des dettes de 1 513 millions d'euros au 30 juin 2026 (902 millions d'euros au 31 décembre 2025).

(1) Appréciation de 1,26% de la livre sterling face à l'euro : 1,1604 €/£ en juin 2026 et 1,1460 €/£ au 31 décembre 2025. Appréciation de 3,12 % du dollar américain face à l'euro : 0,8777 €/€ en juin 2026 et 0,8511 €/€ en décembre 2025.

5.3.2 Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2025 et le 30 juin 2026

Cash-flow positif permettant une stabilité de l'endettement financier net

(en milliards d'euros)



(1) Investissements nets y compris subventions et rotation de portefeuille d'actifs.

6 Perspectives

Perspectives

EBE 2026 attendu en baisse de l'ordre de 10 % versus 2025 notamment dans un contexte de baisse des prix de marché et de canicules.

Production nucléaire en France estimée à 350-370 TWh en 2026 et 2027, et à 345-375 TWh en 2028, avec un objectif de productible supérieur à 400 TWh.

Objectifs 2027 confirmés⁽¹⁾

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

Dette économique ajustée / EBE ajusté⁽²⁾ : **≤ 4x**

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

(2) Ratio à méthodologie S&P constante.

Électricité de France
**Rapport des commissaires
aux comptes sur l'information
financière semestrielle
(Période du 1^{er} janvier 2026
au 30 juin 2026)**

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 2026 au 30 juin 2026)

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 2026 au 30 juin 2026, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes 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 30 juillet 2026

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit

Cécile Saint-Martin Cédric Haaser

KPMG SA

Marie Guillemot Jacques-François Lethu

Comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2026

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2026	S1 2025
Chiffre d'affaires	5.1	57 449	59 436
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(29 900)	(30 361)
Autres consommations externes ⁽¹⁾		(6 400)	(6 422)
Charges de personnel ⁽¹⁾		(7 695)	(7 365)
Impôts et taxes	5.3	(3 141)	(2 632)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	3 791	2 814
Excédent brut d'exploitation	5	14 104	15 470
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>		266	(144)
Dotations aux amortissements		(6 460)	(6 059)
(Pertes de valeur)/reprises	9.3	(54)	(185)
Autres produits et charges d'exploitation	6	(249)	(120)
Résultat d'exploitation		7 607	8 962
Coût de l'endettement financier brut		(1 681)	(1 598)
Effet de l'actualisation	7.1	(2 013)	(1 465)
Autres produits et charges financiers	7.2	3 917	1 810
Résultat financier	7	223	(1 253)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		7 830	7 709
Impôts sur les résultats	8	(2 596)	(2 304)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	10	204	252
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		5 438	5 657
dont résultat net - part du Groupe		5 236	5 475
Résultat net des activités poursuivies		5 236	5 475
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		202	182
Activités poursuivies		202	182
Activités en cours de cession		-	-

(1) Les autres consommations externes et les charges de personnel sont nettes de la production stockée et immobilisée. Au 30 juin 2026, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « Autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « Charges de personnel » sans impact sur l'EBE. L'information comparative de l'exercice 2025 a été retraitée en conséquence (voir note 5).

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2026			S1 2025		
		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		5 236	202	5 438	5 475	182	5 657
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	16.5	(4 158)	(23)	(4 181)	1 176	(56)	1 120
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		1 080	8	1 088	(291)	8	(283)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	16.5	(284)	-	(284)	562	-	562
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		28	-	28	(28)	-	(28)
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	16.1.2	30	-	30	64	-	64
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(8)	-	(8)	(17)	-	(17)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	16.5	28	-	28	(175)	-	(175)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(7)	-	(7)	45	-	45
Écarts de conversion des entités contrôlées		746	96	842	(1 528)	(258)	(1 786)
Quote-part des éléments recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		165	-	165	(507)	(3)	(510)
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		(2 380)	81	(2 299)	(699)	(309)	(1 008)
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	16.1.2	1	-	1	5	-	5
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	14.1.2	1 456	(34)	1 422	916	-	916
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(376)	9	(367)	(236)	-	(236)
Quote-part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		7	-	7	42	-	42
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		1 088	(25)	1 063	727	-	727
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		(1 292)	56	(1 236)	28	(309)	(281)
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		3 944	258	4 202	5 503	(127)	5 376
dont résultat global des activités poursuivies		3 944	258	4 202	5 503	(127)	5 376
dont résultat global des activités en cours de cession		-	-	-	-	-	-

Bilan consolidé

ACTIF (en millions d'euros)	Notes	30/06/2026	31/12/2025
Goodwill	9.1	7 086	6 972
Autres actifs incorporels ⁽¹⁾	9.1	13 660	13 182
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.2	112 008	111 936
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France		72 789	71 398
Immobilisations en concessions des autres activités		6 678	6 682
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	10	7 897	8 828
Actifs financiers non courants	16.1	56 266	56 551
Autres débiteurs non courants	11.3	2 090	1 978
Impôts différés actifs		2 850	2 807
Actif non courant		281 324	280 334
Stocks ⁽¹⁾		20 102	19 167
Clients et comptes rattachés	11.2	18 703	21 665
Actifs financiers courants	16.1	32 919	32 638
Actifs d'impôts courants		666	698
Autres débiteurs courants	11.3	13 141	12 214
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.2	7 973	7 641
Actif courant		93 504	94 023
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	6 180	-
TOTAL DE L'ACTIF		381 008	374 357

(1) Au 30 juin 2026, les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats verts qui étaient présentés au sein des « Autres actifs incorporels » ont été reclassés en « Stocks » pour un montant de 867 millions d'euros (866 millions d'euros au 31 décembre 2025). L'information comparative n'a pas été retraitée, l'impact du reclassement n'étant pas significatif au regard du total actif du Groupe.

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	Notes	30/06/2026	31/12/2025
Capital	12	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		70 961	68 269
Capitaux propres - part du Groupe		73 045	70 353
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	12.4	11 050	10 824
Total des capitaux propres	12	84 095	81 177
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	13	67 284	67 577
Provisions pour avantages du personnel	14	14 591	16 158
Autres provisions	15	6 638	6 634
Provisions non courantes		88 513	90 369
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		51 394	51 154
Passifs financiers non courants	16.2	70 236	70 232
Autres créditeurs non courants	11.5	6 833	5 503
Impôts différés passifs		1 571	1 160
Passif non courant		218 547	218 418
Provisions courantes	13, 14, et 15	6 993	6 450
Fournisseurs et comptes rattachés	11.4	20 997	21 322
Passifs financiers courants	16.2	23 337	22 119
Dettes d'impôts courants		751	308
Autres créditeurs courants	11.5	24 326	24 535
Passif courant		76 404	74 734
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	1 962	28
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		381 008	374 357

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2026	S1 2025
Opérations d'exploitation			
Résultat net consolidé		5 438	5 657
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
Résultat net des activités poursuivies		5 438	5 657
Pertes de valeur / (reprises)	9.3	54	185
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		3 369	7 792
Produits et charges financiers		(152)	392
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		99	414
Plus ou moins-values de cession		280	(48)
Impôt sur les résultats	8	2 596	2 304
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	10	(204)	(252)
Variation du besoin en fonds de roulement	11.1	2 512	2 944
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		13 992	19 388
Frais financiers nets décaissés		(793)	(964)
Impôts sur le résultat payés		(774)	(817)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		12 424	17 607
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		12 424	17 607
Opérations d'investissement			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(127)	(143)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		208	876
Investissements incorporels et corporels	9	(11 740)	(12 021)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues ⁽¹⁾		174	-
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		117	131
Variations d'actifs financiers ⁽²⁾		(470)	(9 346)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		(11 838)	(20 503)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		(11 838)	(20 503)
Opérations de financement			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle		48	66
Distributions versées par EDF	12.2	-	(2 000)
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(171)	(279)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		(123)	(2 213)
Émissions d'emprunts	16.2.2.1	7 033	12 534
Remboursements d'emprunts ⁽³⁾	16.2.2.1	(7 031)	(3 740)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)		-	-
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	12.3	(190)	(212)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues ⁽¹⁾		-	155
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		(188)	8 737
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		(312)	6 524
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		-	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		(312)	6 524
Flux de trésorerie des activités poursuivies		274	3 628
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		274	3 628
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		7 641	7 597
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		274	3 628
Variations de change		328	(461)
Autres variations non monétaires ⁽⁴⁾		(271)	(36)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		7 973	10 728

(1) Au 30 juin 2026, les « Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues » qui étaient présentées au sein des « Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement » sont reclassées au sein des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies » pour un montant de 174 millions d'euros (155 millions d'euros au 30 juin 2025).

(2) Au 30 juin 2026, le compte « Prêts et créances financières » inclut les appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 1 513 millions d'euros. Au 30 juin 2025, ils figuraient en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 1 097 millions d'euros (151 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ce reclassement impacte la ligne « Variations d'actifs financiers » pour -604 millions d'euros au 30 juin 2026, l'impact aurait été de -946 millions d'euros au 30 juin 2025 si l'information comparative avait été retraitée.

(3) Dont (466) millions d'euros au titre du rachat des TSDI sur le premier semestre 2026 ((1 250) millions d'euros sur le premier semestre 2025).

(4) Au 30 juin 2026, les « Autres variations non monétaires » incluent 245 millions d'euros de trésorerie des actifs destinés à être cédés (voir note 3.2).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1^{er} janvier au 30 juin 2026 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 31/12/2025	2 084	(1 065)	2 856	66 478	70 353	10 824	81 177
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	915	(3 295)	1 088	(1 292)	56	(1 236)
Résultat net	-	-	-	5 236	5 236	202	5 438
Résultat global consolidé	-	915	(3 295)	6 324	3 944	258	4 202
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	(190)	(190)	-	(190)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	-	-	-	-
Distributions versées par EDF	-	-	-	(1 000)	(1 000)	-	(1 000)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(192)	(192)
Autres variations	-	-	10	(72)	(62)	160	98
CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2026	2 084	(150)	(429)	71 540	73 045	11 050	84 095

(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 recyclables sont présentées dans cette colonne.

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).

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1	Référentiel comptable du Groupe	30	Note 12	Capitaux propres	53
1.1	Évolutions du référentiel comptable	30	12.1	Capital social	53
1.2	Jugements et estimations de la Direction du Groupe	31	12.2	Distributions de l'émetteur	53
1.3	Méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires	31	12.3	Titres subordonnés à durée indéterminée	53
Note 2	Synthèse des faits marquants	32	12.4	Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	53
Note 3	Périmètre de consolidation	33	Note 13	Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés	54
3.1	Évolutions du périmètre de consolidation	33	13.1	Provisions nucléaires en France	55
3.2	Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	34	13.2	Actifs dédiés d'EDF	58
3.3	Parties liées	34	13.3	Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF	59
Note 4	Informations sectorielles	35	Note 14	Provisions pour avantages du personnel	60
Note 5	Excédent brut d'exploitation	36	14.1	Provisions pour avantages du personnel du Groupe	60
5.1	Chiffre d'affaires	36	14.2	Hypothèses actuarielles	61
5.2	Achats de combustible et d'énergie	39	Note 15	Autres provisions	62
5.3	Impôts et taxes	39	15.1	Autres provisions pour déconstruction	62
5.4	Autres produits et charges opérationnels	40	15.2	Autres provisions	62
Note 6	Autres produits et charges d'exploitation	40	Note 16	Actifs et passifs financiers	64
Note 7	Résultat financier	41	16.1	Actifs financiers	64
7.1	Effet de l'actualisation	41	16.2	Passifs financiers	66
7.2	Autres produits et charges financiers	41	16.3	Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie	68
Note 8	Impôts sur les résultats	42	16.4	Juste valeur des emprunts et dettes financières	70
Note 9	Actifs immobilisés	43	16.5	Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	70
9.1	Goodwill et autres actifs incorporels	43	Note 17	Indicateurs financiers	71
9.2	Immobilisations corporelles	45	17.1	Résultat net courant	71
9.3	Pertes de valeur et reprises	47	17.2	Endettement financier net	71
Note 10	Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	48	Note 18	Passifs et actifs éventuels	72
10.1	Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	48	18.1	Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022	72
10.2	Taishan	48	18.2	Arbitrage Venture Global	72
10.3	Sizewell C	49	18.3	Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs et des inexécutions contractuelles de la part de la société ITRON	72
10.4	Autres participations	49	Note 19	Engagements hors bilan	73
Note 11	Besoin en fonds de roulement (BFR)	50	19.1	Engagements donnés	73
11.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	50	19.2	Engagements reçus	75
11.2	Clients et comptes rattachés	50	Note 20	Événements postérieurs à la clôture	76
11.3	Autres débiteurs	51			
11.4	Fournisseurs et comptes rattachés	51			
11.5	Autres créditeurs	52			

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 2026.

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 2026 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 30 juillet 2026.

Note 1 **Référentiel comptable du Groupe**

En application du règlement européen 16/06/2002 du 19 juillet 2002, les principes comptables retenus pour la préparation et la présentation des comptes consolidés semestriels du groupe EDF au 30 juin 2026 sont conformes aux normes et interprétations IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne au 30 juin 2026.

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 2025.

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 1.1 et des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires précisées en note 1.3, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1.2 et dans les différentes notes concernées de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

1.1 Évolutions du référentiel comptable

Textes publiés par l'IASB et applicables obligatoirement à compter du 1^{er} janvier 2026

Amendements d'IFRS 7 et IFRS 9 : Classement et évaluation des instruments financiers

Ils précisent notamment la date à laquelle un actif ou un passif financier doit être décomptabilisé, clarifient les modalités d'application du critère SPPI (*Solely Payments of Principal and Interest*) aux instruments assortis de termes contractuels pouvant modifier l'échéancier ou le montant des flux de trésorerie ainsi que les informations complémentaires à fournir et mettent à jour les informations relatives aux instruments de capitaux propres comptabilisés sur option à la juste valeur en contrepartie des autres éléments du résultat global. Dans le cadre de la première application de ce texte, le Groupe a notamment revu les modalités de décomptabilisation de ses passifs financiers, au regard des principes amendés, et n'a pas constaté d'impacts matériels à ce titre dans les comptes du Groupe au 30 juin 2026.

Amendements d'IFRS 7 et IFRS 9 : Contrats faisant référence à l'électricité produite à partir de sources dépendant de facteurs naturels

Ils précisent notamment les modalités d'application de l'exemption « own use » aux contrats d'achat d'électricité produite à partir de sources dépendant de facteurs naturels (*Power Purchase Agreements* – PPA physiques), les conditions d'application de la comptabilité de couverture au moyen de contrats faisant référence à ce type d'électricité (*Virtual Power Purchase Agreements* – VPPA) lorsque l'élément couvert porte sur un notionnel variable d'électricité ainsi que les informations à fournir en annexe. Compte tenu de ses activités de producteur et fournisseur d'électricité, le Groupe n'a pas constaté d'impacts significatifs liés à l'application de ce texte dans ses comptes consolidés.

Améliorations annuelles - Volume 11

Le projet annuel d'améliorations de l'IASB prévoit une série de modifications sur certaines normes IFRS qui vise notamment à clarifier certains libellés et corriger des conséquences imprévues, des conflits ou des oublis relativement mineurs. Ce texte est sans impacts sur les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2026.

Textes publiés par l'IASB et applicables à compter du 1^{er} janvier 2027 (adoptés par l'Union européenne)

Le Groupe n'a pas appliqué par anticipation les normes et amendements publiés par l'IASB d'application non obligatoire au 1^{er} janvier 2026 au sein de l'Union européenne.

Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers

La norme IFRS 18 est d'application obligatoire pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027. Elle énonce des exigences en matière de présentation et d'informations à fournir dans les états financiers et remplacera IAS 1 - Présentation des états financiers.

À date, les travaux de mise en œuvre sont largement avancés. Les principales actions réalisées ou en cours de finalisation comprennent :

- la refonte de la structure du compte de résultat conformément aux catégories définies par la norme, incluant notamment :
 - > la finalisation de l'examen du plan de comptes et de son alignement avec les nouvelles exigences de présentation,
 - > l'identification et la ventilation des éléments selon leur nature ou leur sous-jacent, avec une revue détaillée des lignes « autres produits et charges »,
 - > l'adaptation des systèmes d'information afin de sécuriser la production des nouveaux états financiers ;
- la revue des Mesures de performance du management (MPMs) avec l'identification des indicateurs concernés et l'analyse des informations complémentaires à fournir en annexe ;
- la mise à jour du tableau des flux de trésorerie selon les nouveaux principes définis par la norme ;
- la réalisation d'analyses d'impact et de simulations en interne sur les états financiers comparatifs. Celles-ci seront présentées et discutées avec les instances de gouvernance du Groupe au cours du 2nd semestre 2026, dans l'attente des positions définitives sur l'interprétation de certains éléments de la norme par le comité d'interprétation des IFRS (IFRS IC).

1.2 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 1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

1.3 Méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires

1.3.1 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 arrêtés 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 14.2).

1.3.2 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 Groupe sur le premier semestre 2026 sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**

- > EPR de Flamanville 3 : le 26 avril 2026, l'EPR de Flamanville a franchi une étape majeure avec la fin de ses essais de démarrage. Les immobilisations ont ainsi été mises en service à cette date et sont amorties sur une durée maximale de 60 ans. La première phase d'exploitation a commencé à partir de cette date et durera jusqu'à la Visite Complète (« VC1 ») qui débutera au second semestre 2026.
- > EPR2 : Le Conseil de Politique Nucléaire du 12 mars 2026 a pris acte des conclusions de l'audit du devis prévisionnel du programme EPR2 et a confirmé les grands principes du schéma de financement et de régulation du programme. Par ailleurs, la Commission européenne a engagé le 31 mars 2026 une procédure formelle d'examen du dispositif de soutien public, dont la décision d'ouverture a été publiée le 7 mai 2026. Dans l'attente de la décision finale d'investissement (FID), le Conseil d'administration a autorisé EDF à poursuivre le développement du programme en 2026 (voir note 9.1).
- > Cigéo : l'arrêté ministériel du 30 mars 2026 relatif aux coûts afférents à la mise en œuvre du projet Cigéo a été publié le 1^{er} avril 2026 au Journal officiel et n'a pas eu d'impact significatif sur les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2026 (voir note 13.1).
- > Fessenheim : le décret autorisant le démantèlement complet de la centrale nucléaire de Fessenheim a été publié le 3 mai 2026 au Journal officiel et est entré en vigueur le 19 juin 2026 suite à l'approbation par l'ASNR de nouvelles règles générales d'exploitation adaptées au démantèlement (voir note 5.4) ;

- **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. Dans ce contexte, EDF a signé plusieurs contrats de moyen et long terme pour sécuriser un approvisionnement électrique bas carbone sur le premier semestre 2026 ;

- **Énergies renouvelables :** le 30 juin 2026, le groupe EDF a signé un accord relatif à la cession à KKR des activités d'EDF power solutions aux États-Unis et au Canada (cf. communiqués de presse du Groupe du 26 juin 2026 et du 30 juin 2026, voir note 3.2).

- **Règlementations :**

- > Versement nucléaire universel et cadre post-ARENH : depuis le 1^{er} janvier 2026, un nouveau mécanisme de régulation du marché de l'électricité, le Versement Nucléaire Universel (VNU), a été mis en place. Ce dispositif qui succède à l'ARENH prévoit le prélèvement par l'État d'une partie des revenus effectifs générés par le parc nucléaire historique d'EDF, dès lors que ces revenus excèdent certains seuils (voir note 5.1.1).
- > Concessions hydrauliques : la réforme du cadre juridique applicable aux concessions hydrauliques a été adoptée le 29 juin 2026. Elle prévoit notamment le passage d'un régime de concessions à un régime d'autorisations pour les installations concernées (voir note 5.1.1) ;

- **Opérations de financement :**

Le Groupe a procédé à plusieurs émissions d'obligations sur le premier semestre 2026 pour un montant total de 5 105 millions d'euros dont 2 750 millions d'euros d'émissions vertes (voir note 16.2.2) ;

- **Incertitude liée au contexte du conflit au Moyen-Orient :** le Groupe est affecté par le conflit au Moyen-Orient à différents niveaux. Les impacts qui restent limités sont les suivants :

- > Évolution des prix de marché : la crise iranienne a engendré une volatilité importante sur les marchés du pétrole et du gaz et modérée sur le marché de l'électricité en France. À ce stade, l'incidence sur les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) en France demeure limitée. Le Groupe suit avec vigilance les conséquences de ce contexte géopolitique sur ses activités de commercialisation, de *trading* et d'approvisionnement en énergie, aussi bien en France que dans les autres pays où le Groupe est actif ;
- > EDF Trading : dans un contexte de hausse des prix du gaz et de l'électricité ainsi que de forte volatilité des marchés observée depuis le début du conflit au Moyen-Orient, EDF Trading a enregistré une activité soutenue sur les marchés de l'énergie ;
- > Edison : dans un contexte de perturbations des approvisionnements mondiaux en gaz naturel liquéfié (GNL) en lien avec la fermeture du détroit d'Ormuz, Edison a reçu plusieurs notifications de force majeure de QatarEnergy sur des cargaisons de GNL (toutes les livraisons initialement prévues entre avril et début septembre). Grâce aux actions de gestion de portefeuille mises en œuvre, Edison a pu contenir les pertes économiques en résultant et n'anticipe pas d'impact sur l'approvisionnement de ses clients finals.

Note 3 *Périmètre de consolidation*

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

Évolution du périmètre sur le premier semestre 2026

Le 16 mars 2026, le Groupe a cédé la centrale à cycle combiné gaz de Norte Fluminense à Âmbar Energia pour 1,4 milliard de réals brésiliens (environ 230 millions d'euros, cf. communiqué de presse du Groupe du 16 mars 2026).

Le 2 juin 2026, Framatome a réalisé l'acquisition de Sebir (ex-Trillium Flow Technologies France), société spécialisée dans la conception et la fabrication de soupapes de sécurité dans le secteur nucléaire. Cette acquisition renforce la ligne de produits Robinetterie de Framatome.

Évolutions attendues postérieures au 30 juin 2026

Le 5 février 2026, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. Cette entité est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 30 juin 2026. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

Le 30 juin 2026, le groupe EDF a signé un accord relatif à la cession à KKR des activités d'EDF power solutions aux États-Unis et au Canada (cf. communiqués de presse du Groupe du 26 juin 2026 et du 30 juin 2026, voir note 3.2).

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

A la suite de la promesse unilatérale d'achat de KKR et de l'autorisation donnée par ses organes de gouvernance, le groupe EDF a signé un accord relatif à la cession à KKR des activités d'EDF power solutions aux États-Unis (EDF power solutions Inc) et au Canada (EDF power solutions Canada Inc).

EDF power solutions développe, construit et exploite des centrales électriques renouvelables, des installations de stockage, des solutions de recharge intelligente pour véhicules électriques et des micro-réseaux. Elle offre des solutions spécialisées sur toute la chaîne de valeur, de la conception à l'exploitation commerciale. Aux États-Unis et au Canada, la société gère un portefeuille d'actifs renouvelables d'une capacité nette totale de 5,6 GW.

Cette transaction valorise les activités d'EDF power solutions aux États-Unis et au Canada en valeur de titres à un prix d'environ 4,2 milliards de dollars, assortie de compléments de prix pour un montant maximal de 0,39 milliard de dollars. Elle permettrait une réduction de l'endettement financier net d'EDF d'environ 5,5 milliards de dollars (sur la base d'un endettement financier net projeté à la date du *closing*).

La cession, soumise à l'obtention des autorisations réglementaires requises, pourrait intervenir au cours du second semestre 2026.

Au 30 juin 2026, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente intègrent les activités d'EDF power solutions aux États-Unis et au Canada (précédemment incluses dans le segment EDF power solutions) ainsi que les passifs relatifs aux cessions d'Edison déjà présentés sur ces lignes au 31 décembre 2025.

Conformément aux dispositions d'IFRS 5, aucun reclassement rétrospectif des montants d'actifs et de passifs n'a été effectué sur la période comparative.

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	6 180	-
Goodwill et autres actifs incorporels	48	-
Immobilisations de production	4 235	-
Titres mis en équivalence	1 063	-
Actifs financiers non courants	180	-
Autres débiteurs non courants	24	-
Autres actifs courants	385	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	245	-
PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE	1 962	28
Provisions non courantes	197	28
Passifs financiers non courants	665	-
Autres créditeurs non courants	644	-
Autres passifs courants	456	-

Concernant l'endettement financier net des actifs d'EDF power solutions destinés à être cédés, cet agrégat est décomposé comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2026
Emprunts et dettes financières	719
Dérivés de couverture des dettes	(4)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	245
ENDETTEMENT FINANCIER NET DES ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE CÉDÉS	470

3.3 Parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2025. 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 ».

Les données sectorielles s'entendent avant éliminations intersecteurs. Les transactions entre secteurs sont réalisées aux prix de marché.

Conformément aux dispositions de cette norme, la ventilation retenue par le groupe EDF correspond aux secteurs opérationnels tels qu'ils sont régulièrement examinés par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

4.1.1 Au 30 juin 2026

(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	19 859	11 214	1 654	7 944	8 688	2 286	2 740	3 064	-	57 449
Chiffre d'affaires intersecteurs	933	25	1 680	16	132	339	344	230	(3 699)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	20 792	11 239	3 334	7 960	8 820	2 625	3 084	3 294	(3 699)	57 449
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(9 000)	(4 902)	-	(5 634)	(7 463)	(464)	(654)	(1 783)	-	(29 900)
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(4 967)	(2 802)	(2 707)	(962)	(642)	(1 224)	(1 777)	(224)	1 210	(14 095)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	6 228	4 054	443	1 062	606	662	273	1 042	(266)	14 104
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	3 292	2 067	204	692	168	175	98	1 177	(266)	7 607
Bilan										
GOODWILL	146	223	2 142	3 461	167	225	610	112	-	7 086
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	69 991	78 862	4 402	30 645	5 936	11 778	2 909	612	-	205 135
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	4 076	-	174	35	178	1 254	64	2 116	-	7 897

(1) L'EBE du secteur opérationnel « Autres » inclut celui de l'activité trading réalisée par EDF Trading pour 972 millions d'euros.

4.1.2 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
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(8 907)	(4 976)	-	(5 930)	(7 757)	(404)	(731)	(1 656)	-	(30 361)
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
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	4 006	-	124	804	340	2 009	62	2 060	-	9 405

(1) L'EBE du secteur opérationnel « Autres » inclut celui de l'activité trading réalisée par EDF Trading pour 569 millions d'euros.

Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	S1 2026	S1 2025
Chiffre d'affaires	5.1	57 449	59 436
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(29 900)	(30 361)
Services extérieurs et autres achats		(11 663)	(11 218)
Production stockée et immobilisée		5 047	4 637
(Dotations) et reprises de provisions		216	159
Autres consommations externes^{(1) (2)}		(6 400)	(6 422)
Charges de personnel⁽²⁾		(7 695)	(7 365)
Impôts et taxes	5.3	(3 141)	(2 632)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	3 791	2 814
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		14 104	15 470

(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes diminuent de 0,2 % par rapport au premier semestre 2025.

(2) Au 30 juin 2026, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « charges de personnel » pour un montant de 2 090 millions d'euros (1 963 millions d'euros au 30 juin 2025). L'information comparative du premier semestre 2025 a été retraitée en conséquence sans impact sur l'EBE.

5.1 Chiffre d'affaires

5.1.1 Évolutions réglementaires

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

Conformément à l'article L. 337-4 du Code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) 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 2025 et le premier semestre 2026 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
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)	25/07/2025	01/08/2025
14/01/2026	- 0,74 % TTC (- 0,24 % HT)	- 1,58 % TTC (- 1,29 % HT)	28/01/2026	01/02/2026
15/07/2026	+ 2,51 % TTC (+ 3,12 % HT)	+ 2,35 % TTC (+ 2,93 % HT)	à venir ⁽¹⁾	01/08/2026

(1) Sous réserve d'approbation.

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

Enedis et RTE assurent la gestion des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Au titre des articles L. 341-2 et suivants du Code de l'énergie, les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (TURPE) couvrent l'ensemble des coûts d'exploitation des gestionnaires de réseau et leur assurent une juste rémunération des capitaux investis.

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 quatre ans.

Dans sa délibération n°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 avait vocation à ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 Distribution lors de son entrée en vigueur.

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, en vigueur depuis le 1^{er} août 2025 pour une durée de quatre ans. 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 a diminué 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.

Enedis a été informée en janvier 2026 d'un recours déposé par un particulier le 13 mai 2025 contre la délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT. La CRE et Enedis ont chacune déposé fin mars 2026 des mémoires en défense de la délibération précitée. L'instruction est toujours en cours devant le Conseil d'État. Enedis a également été informée mi-mai 2026 qu'un recours avait été déposé le 7 avril 2026 à l'encontre de la délibération de la CRE n°2026-33 du 4 février 2026 portant modification des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution et transport d'électricité (TURPE 7 HTA-BT et TURPE 7 HTB).

La CRE a publié le 21 mai 2026 sa délibération n°2026-105 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2026 de la grille tarifaire du TURPE HTA-BT. La CRE y fixe l'augmentation au 1^{er} août 2026 du tarif TURPE 7 HTA-BT à + 3,04 %.

La CRE a publié le 21 mai 2026 sa délibération n°2026-104 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2026 de la grille tarifaire du TURPE HTB. La CRE y fixe l'augmentation au 1^{er} août 2026 du tarif TURPE 7 HTB à + 3,34 %.

Versement Nucléaire Universel (VNU)

Le dispositif d'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique (ARENH) a pris fin le 31 décembre 2025. Le nouveau dispositif du VNU, défini par l'article 17 de la loi de finances 2025, est entré en vigueur en janvier 2026. Il 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. 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 période triennale, 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.

Les seuils de taxation et d'écèlement sont fixés à respectivement 78 €/MWh et 110 €/MWh pour les années 2026 à 2028.

Pour 2026, les dernières estimations des revenus du parc nucléaire publiées par la CRE au 30 novembre 2025 s'élèvent à 66,08 €/MWh.

Mécanisme de capacité

Le nouveau mécanisme de capacité en France entrera en vigueur en novembre 2026. Le décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 est venu préciser les modalités d'application du nouveau mécanisme de capacité :

- RTE contractualise, pour le compte de la collectivité, le volume de capacité en MW nécessaire à la sécurité d'approvisionnement de la France pour une période de livraison donnée. Cette période correspondra à un hiver électrique à cheval sur deux années civiles ;
- la contractualisation est réalisée à l'issue d'enchères qui sont au nombre de deux en régime nominal : une première quatre années avant la période de livraison et une seconde un an avant la période de livraison. Les exploitants lauréats de l'enchère contractualisent un engagement de disponibilité pendant les périodes de pointe de la période de livraison en échange duquel ils perçoivent une rémunération, sous réserve que leur disponibilité soit effectivement constatée. Les engagements de disponibilité peuvent être échangés sur un marché secondaire (un acteur ayant pris un engagement de disponibilité auprès de RTE peut le céder à un autre acteur) ;
- le coût de la contractualisation des engagements de disponibilité des capacités est répercuté aux fournisseurs et aux consommateurs s'approvisionnant directement sur le marché de gros (et des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes) à hauteur de leur consommation lors des périodes de tension, via une taxe collectée par RTE.

À l'issue de l'enchère principale du nouveau mécanisme de capacité pour la période de livraison 2026-2027, tenue lors de la première semaine de juillet 2026, le prix d'équilibre s'établit à 28,18 €/kW, tandis que celui du volume réservé aux flexibilités atteint 14,97 €/kW. Le prix d'équilibre de l'enchère principale étant supérieur à celui des flexibilités, la réglementation prévoit un alignement, c'est donc le prix unique de 28,18 €/kW qui sera retenu pour les deux types de capacité. Cependant, afin de maîtriser les coûts pour la collectivité et de protéger les consommateurs, la réglementation a prévu un plafonnement des prix pour les capacités existantes, ce qui est le cas pour l'ensemble des capacités appartenant aux filières nucléaire et hydraulique, lesquelles seront rémunérées au prix plafond intermédiaire fixé à 15 €/kW pour cette période de livraison.

Bien que le nouveau mécanisme de capacité soit applicable à compter de la période de livraison 2026-2027, le précédent mécanisme demeure opérationnel pour les années de livraison 2024, 2025 et 2026 jusqu'à la finalisation des calculs définitifs en 2028. En conséquence, les impacts financiers des deux mécanismes sont susceptibles de coexister pendant la période de transition.

Cadre juridique des concessions hydrauliques

La loi n° 2026-554 du 29 juin 2026, publiée au Journal officiel le 30 juin 2026, crée un régime spécifique pour la « grande hydroélectricité ». L'objectif de cette loi est de permettre la relance des investissements dans le secteur de l'hydroélectricité en vue d'augmenter la puissance installée de l'énergie hydraulique pour contribuer à la transition énergétique. En outre, la loi a pour finalité d'éteindre les deux procédures précontentieuses ouvertes par la Commission européenne contre la France en 2015 et en 2019, conformément à l'accord trouvé le 28 août 2025 par les autorités françaises et la Commission européenne. Le contentieux portait, pour rappel et en substance, sur l'octroi et le maintien, au profit d'EDF, de l'essentiel des concessions hydroélectriques françaises et sur l'absence de procédure de publicité et de mise en concurrence pour le renouvellement des concessions arrivées à échéance.

La loi repose sur trois principales lignes directrices :

- le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour les installations d'une puissance supérieure à 4,5 MW ;
- le maintien des exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général. Un droit réel sur les ouvrages et installations hydroélectriques, associé à un droit d'occupation domaniale, sera attribué, pour soixante-dix ans, aux concessionnaires actuels ;
- la mise en vente par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) via des enchères concurrentielles.

Au regard du processus prévu par la loi, l'attribution du droit réel et de la résiliation des contrats de concession pourrait intervenir dans les 18 mois qui suivent sa promulgation (durée retenue dans la note de synthèse du Sénat en date du 1^{er} avril 2026) compte tenu des expertises permettant d'en fixer les modalités financières et de la durée du processus de contractualisation. Les travaux de valorisation par l'Etat des indemnités de résiliation des contrats de concession non échus et de la contrepartie financière à l'attribution des droits réels sur les installations concernées auront lieu pendant cette période.

La publication de la loi n'entraîne ainsi pas de conséquences sur les comptes consolidés du Groupe au 30 juin 2026.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

(en millions d'euros)	S1 2026	S1 2025
France - Activités de production et commercialisation	19 859	21 035
France - Activités régulées	11 214	11 370
Industrie et Services	1 654	1 571
Royaume-Uni	7 944	8 633
Italie	8 688	9 109
EDF power solutions	2 286	2 209
Dalkia	2 740	2 692
Autres	3 064	2 817
CHIFFRE D'AFFAIRES	57 449	59 436

Le chiffre d'affaires du Groupe s'élève à 57 449 millions d'euros à fin juin 2026, soit une diminution de (1 987) millions d'euros (-3,3 %) par rapport au premier semestre 2025.

En 2026, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 8 154 millions d'euros (2 682 millions d'euros en 2025). Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2026, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont **France - Activités de production et commercialisation** (électricité), **Autres** (gaz), l'**Italie** (électricité). En 2025, il s'agissait des mêmes secteurs.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires du premier semestre 2026 est en baisse organique de (1 734) millions d'euros, soit -2,9 %, principalement du fait de l'évolution des prix de l'électricité.

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (1 298) millions d'euros, soit -6,2 %. Cette variation s'explique principalement par la baisse des prix de vente aux clients en offres de marché, induite par la baisse des prix de marché.

Le chiffre d'affaires du secteur **Royaume-Uni** est en baisse organique de (441) millions d'euros, soit -5,1 % par rapport au premier semestre 2025. 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 baisse organique de (352) millions d'euros, soit -3,9 % par rapport au premier semestre 2025. Cette évolution porte essentiellement sur l'activité gaz pour (587) millions d'euros en lien avec une baisse des volumes vendus et sur l'activité électricité pour 227 millions d'euros, attribuable à la hausse des volumes et des prix.

Le secteur **France - Activités régulées** voit quant à lui son chiffre d'affaires baisser, en variation organique, de (156) millions d'euros soit -1,4 % par rapport au premier semestre 2025 suite à un effet climat défavorable.

L'augmentation organique du chiffre d'affaires du secteur **Autres** de 228 millions (+8,1 %) provient principalement de la hausse de l'activité de *trading* du fait de la performance des activités de *trading* réalisées en Europe et aux États-Unis dans un contexte de forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités, partiellement compensée par les activités gazières impactées par une baisse des volumes.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

(en millions d'euros)	S1 2026	S1 2025
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(8 939)	(9 358)
Achats d'énergie	(15 527)	(15 473)
Charges de transport et d'acheminement	(5 519)	(5 377)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	9	30
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	76	(183)
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(29 900)	(30 361)

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 droits d'émission de gaz à effet de serre et certificats d'énergie renouvelable).

Les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz sont présentées en position nette acheteur. Celles-ci figurent à hauteur de 4 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles et 2 239 millions d'euros dans les achats d'énergie (respectivement 36 et 2 283 millions d'euros au 30 juin 2025). Au 30 juin 2026, les principaux secteurs opérationnels nets acheteurs en euros sur les marchés sont le **Royaume-Uni** (gaz et électricité), **EDF power solutions** (Luminus – gaz et électricité) et **Dalkia** (gaz). Au 30 juin 2025, il s'agissait des secteurs **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).

La ligne « Achats d'énergie » intègre également les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France qui font l'objet d'une compensation par la CSPE (voir note 5.4).

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie baissent de 268 millions d'euros par rapport au 30 juin 2025 principalement sur les secteurs **Italie** pour 255 millions d'euros (essentiellement achats de gaz), **Royaume-Uni** 126 millions d'euros (achats d'électricité) et **Dalkia** 105 millions d'euros (achats de gaz). Cela est partiellement compensé par une augmentation sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** pour (104) millions d'euros et **Autres** (activités gazières) pour (128) millions d'euros.

5.3 Impôts et taxes

(en millions d'euros)	S1 2026	S1 2025
Impôts et taxes sur rémunérations	(222)	(213)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 640)	(1 223)
Autres impôts et taxes	(1 279)	(1 196)
IMPÔTS ET TAXES	(3 141)	(2 632)

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de 510 millions d'euros, soit +19 %, principalement sur le secteur **France - Activité de production et commercialisation** en lien avec le rehaussement de la taxe sur les Installations Nucléaires de Base (INB) partiellement compensé par une diminution dans le secteur **France - Activités régulées** suite à la suppression du FACÉ au 1^{er} août 2025 (voir note 5.1.1).

5.4 Autres produits et charges opérationnels

(en millions d'euros)	S1 2026	S1 2025
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5 850	4 710
Résultat de déconsolidation	44	64
Résultat de cession d'immobilisations	(123)	(177)
(Dépréciations) / reprises nettes aux provisions sur actifs courants	24	(180)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	(66)	(89)
Autres produits et charges	(1 938)	(1 514)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	3 791	2 814

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la subvention reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser relatives au premier semestre 2026 qui se traduit dans les comptes par un produit de 5 720 millions d'euros au 30 juin 2026 (4 592 millions d'euros au 30 juin 2025) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 4 247 millions d'euros (3 341 millions d'euros au 30 juin 2025) au titre de la compensation des surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et complément de rémunération) ;
- un produit de 1 473 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités (1 371 millions d'euros au 30 juin 2025).

La contrepartie du produit de CSPE au 30 juin 2026 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 11.3).

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 5.5.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025).

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Le décret autorisant le démantèlement complet de la centrale nucléaire de Fessenheim a été publié le 3 mai 2026 au Journal officiel et constitue une étape décisive. Elle ouvre la voie au lancement des premières opérations de démantèlement dans les bâtiments nucléaires. Ce décret est entré en vigueur le 19 juin 2026 suite à l'approbation par l'ASNR de nouvelles règles générales d'exploitation adaptées au démantèlement.

Pour rappel, l'État et EDF avaient signé le 27 septembre 2019 un protocole d'indemnisation au titre de la fermeture anticipée de la centrale de Fessenheim qui prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel). Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 11.5) ;

Le produit de cette indemnité est reconnu en résultat au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses ;

- de versements ultérieurs correspondant aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de production futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Aucun produit n'a été reconnu dans les comptes à ce stade.

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (249) millions d'euros au 30 juin 2026. Ils comprennent principalement le résultat de cession de la centrale à cycle combiné gaz de Norte Fluminense à Âmbar Energia pour (178) millions d'euros liés au recyclage des écarts de conversion (voir note 3.1) et les provisions en lien avec les litiges environnementaux en Italie pour (71) millions d'euros (voir note 15.2).

Note 7 Résultat financier

7.1 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 2026	S1 2025
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme ⁽¹⁾	(677)	(643)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs ⁽²⁾	(1 278)	(774)
Autres provisions et avances	(58)	(48)
EFFET DE L'ACTUALISATION	(2 013)	(1 465)

(1) Voir note 14.1.2.

(2) Y compris l'effet de l'actualisation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF (voir note 16.1.3).

L'augmentation des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires au 30 juin 2026 résulte principalement, en France, de l'augmentation de l'assiette des provisions de l'aval du cycle entre juin 2026 et juin 2025 pour (267) millions d'euros.

7.2 Autres produits et charges financiers

(en millions d'euros)	S1 2026	S1 2025
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	169	184
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	218	282
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	545	649
<i>dont dividendes et produits d'intérêts</i>	569	652
<i>dont plus ou moins-values nettes de cessions réalisées</i>	(24)	(3)
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 804	41
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	143	(171)
Produits sur les actifs de couverture	367	350
Intérêts d'emprunts capitalisés	740	709
Autres charges financières	(69)	(234)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	3 917	1 810

Au titre des actifs dédiés, les « autres produits et charges financiers » comprennent principalement sur le premier semestre 2026 :

- des variations de juste valeur sur les OPC et titres de capitaux propres pour 1 984 millions d'euros (319 millions d'euros au 30 juin 2025) et la juste valeur réalisée sur les titres de dettes pour (68) millions d'euros ((57) millions d'euros au 30 juin 2025) ;
- des dividendes et des produits d'intérêts pour 451 millions d'euros (321 millions d'euros au 30 juin 2025).

Note 8 *Impôts sur les résultats*

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (2 596) millions d'euros au 30 juin 2026, correspondant à un taux effectif d'impôt de 33,2 % (contre une charge de (2 304) millions d'euros au 30 juin 2025, correspondant à un taux effectif d'impôt de 29,9 %).

La variation de la charge d'impôt de (292) millions d'euros reflète la hausse du résultat avant impôt du Groupe de +121 millions d'euros, générant une charge d'impôt supplémentaire de (31) millions d'euros. Elle intègre également plusieurs effets défavorables exceptionnels par rapport au 30 juin 2025, notamment la hausse des actifs d'impôts différés non reconnus aux bornes d'EDF power solutions et un niveau de reprise de provision pour risque fiscal inférieur à celui constaté au 30 juin 2025.

Par ailleurs, au 30 juin 2026, la part assise sur le résultat de l'exercice 2025 de la contribution exceptionnelle applicable en France est comptabilisée en totalité sur le 1^{er} semestre générant une charge d'impôt complémentaire de (283) millions d'euros aux bornes du Groupe (intégration fiscale France, Framatome et ES). La contribution assise sur le résultat de l'exercice 2026 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 32,9 % au 30 juin 2026 contre un taux de 29,9 % au 30 juin 2025.

Note 9 Actifs immobilisés

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2026	31/12/2025
Goodwill	9.1	7 086	6 972
Autres actifs incorporels	9.1	13 660	13 182
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.2	112 008	111 936
dont actifs au titre du droit d'utilisation		4 125	4 415
Immobilisations en concessions des autres activités		6 678	6 682
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS		139 432	138 772

Investissements corporels et incorporels au tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	S1 2026	S1 2025
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(10 353)	(10 086)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(1 293)	(1 145)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(94)	(790)
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	(11 740)	(12 021)

9.1 Goodwill et autres actifs incorporels

(en millions d'euros)	31/12/2025	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2026
Goodwill	11 065	-	-	103	87	(38)	11 217
Autres actifs incorporels	24 700	2 128	(26)	11	23	(946)	25 890
dont immobilisations en cours ⁽¹⁾	4 393	709	(13)	-	1	(4)	5 086
VALEURS BRUTES	35 765	2 128	(26)	114	110	(984)	37 107
Goodwill	(4 093)	-	-	-	(42)	4	(4 131)
Autres actifs incorporels	(11 518)	(765)	12	(12)	(14)	67	(12 230)
dont immobilisations en cours	(131)	(21)	-	-	-	16	(136)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR	(15 611)	(765)	12	(12)	(56)	71	(16 361)
VALEURS NETTES	20 154	1 363	(14)	102	54	(913)	20 746

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

Goodwill

Au 30 juin 2026, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 461 millions d'euros ainsi que sur Framatome pour 1 658 millions d'euros.

Au premier semestre 2026, la variation en valeur nette est essentiellement liée à l'acquisition par Framatome de Sebim (ex-Trillium Flow Technologies France) pour 59 millions d'euros classés en « Mouvements de périmètre » (voir note 3.1) et au reclassement en actifs détenus en vue de la vente des actifs d'EDF power solutions aux États-Unis et au Canada pour (27) millions d'euros classés en « Autres mouvements » (voir note 3.2).

Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au premier semestre 2026 comprennent essentiellement les études relatives à EPR2 pour 3 619 millions d'euros y compris 297 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 3 136 millions d'euros et 235 millions d'euros au 31 décembre 2025).

Au premier semestre 2026, la variation de la valeur brute s'explique par :

- 1 117 millions d'euros d'augmentation de logiciels dont 834 millions d'euros (y compris 180 millions d'euros d'intérêts intercalaires capitalisés) liés au contrôle commande de l'EPR de Flamanville 3 suite à sa mise en service fin avril 2026 (voir notes 2 et 9.2) ;
- 709 millions d'euros d'acquisition d'immobilisations en cours (dont EPR2 pour 483 millions d'euros) ;
- (867) millions d'euros liés au reclassement des certificats d'émission CO₂ et certificats verts en stocks.

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet «EPR2»

EDF prévoit de construire les six premiers EPR2 sous la forme de trois paires de tranches sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes). L'objectif de mise en service du premier réacteur à Penly est fixé à 2038, avec un cadencement de 12 à 18 mois pour la mise en service des réacteurs suivants.

Le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 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 :

- 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.

L'État français a déposé un dossier de notification en novembre 2025 auprès de la Commission européenne pour s'assurer de la conformité des dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne (TFUE). La Commission européenne a engagé le 31 mars 2026 une procédure formelle d'examen de ces dispositions et a publié cette décision le 7 mai 2026.

EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025 le devis prévisionnel du programme de construction des six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros₂₀₂₀ et a été audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Le Conseil de Politique Nucléaire du 12 mars 2026 a pris acte des conclusions de cet audit et a confirmé les grands principes et paramètres du schéma de financement et de régulation du programme EPR2. Dans l'attente de la décision finale d'investissement (FID) d'ici fin 2026, le Conseil d'administration a autorisé EDF à poursuivre le développement du programme, avec pour l'année 2026 une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 décembre 2025).

Concernant les sites de construction, les principaux jalons franchis sur le premier semestre 2026 sont les suivants :

- sur le site de Penly : le dossier DAC (Demande d'Autorisation de Création) a été complété des éléments de l'instruction technique et envoyé mi-décembre 2025 pour enquête publique qui s'est déroulée du 22 janvier au 4 mars 2026. La commission d'enquête a rendu un avis favorable avec une réserve dont le traitement est en cours en coordination avec les autorités. Les travaux sur site se poursuivent avec les travaux de terrassement, la préparation des plateformes de site, la consolidation de la nouvelle digue en mer et le lancement de la construction génie civil de la première galerie de Penly 3.
- sur le site de Gravelines : EDF a déposé le 23 octobre 2025 les demandes d'autorisation pour réaliser les travaux préparatoires (demande d'autorisation environnementale et de mise en compatibilité des documents d'urbanisme). Une enquête publique s'est tenue du 14 avril au 15 mai 2026 sur ces demandes. La commission d'enquête a rendu un avis favorable sans réserve sur les deux procédures. Le dossier DAC, qui a été déposé le 19 juin 2026, est entré dans une phase d'instruction approfondie menée par l'ASNR et les autorités compétentes.
- sur le site de Bugey : la reconnaissance de Projet d'Intérêt Général a été établie par décret du 24 mars 2026.

Au 30 juin 2026, le projet se compose de 3 619 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (y compris 297 millions d'intérêts intercalaires) et 1 489 millions d'euros d'immobilisations corporelles (y compris 53 millions d'euros d'intérêts intercalaires).

9.2 Immobilisations corporelles

(en millions d'euros)	31/12/2025	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2026
Terrains et constructions	15 467	9	1 389	(9)	13	14	(128)	16 755
Installations production nucléaire	88 835	16	15 195	(711)	126	-	377	103 838
Installations productions thermique et hydraulique	17 060	42	136	(28)	3	38	1	17 252
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	29 699	75	692	(173)	498	(392)	(5 828)	24 571
Actif au titre du droit d'utilisation	8 661	174	-	-	37	4	(306)	8 570
Immobilisations en cours	70 896	7 862	(18 246)	(43)	568	50	(1 114)	59 973
VALEURS BRUTES	230 618	8 178	(834)	(964)	1 245	(286)	(6 998)	230 959
Terrains et constructions	(9 453)	(227)	-	9	(8)	(6)	36	(9 649)
Installations production nucléaire	(61 814)	(2 168)	-	667	(93)	-	286	(63 122)
Installations productions thermique et hydraulique	(12 211)	(282)	-	26	(4)	13	8	(12 450)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(14 390)	(835)	-	170	(171)	291	2 307	(12 628)
Actif au titre du droit d'utilisation	(4 246)	(440)	-	-	(12)	(1)	254	(4 445)
Immobilisations en cours	(16 568)	(10)	-	10	(211)	-	122	(16 657)
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR	(118 682)	(3 962)	-	882	(499)	297	3 013	(118 951)
VALEURS NETTES	111 936	4 216	(834)	(82)	746	11	(3 985)	112 008
dont immobilisations en service	57 608	(3 636)	17 412	(49)	389	(39)	(2 993)	68 692
dont immobilisations en cours	54 328	7 852	(18 246)	(33)	357	50	(992)	43 316

Sur le premier semestre 2026, l'évolution en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 72 millions d'euros. Elle se décompose en une variation de (11 012) millions d'euros d'immobilisations en cours compensée par une hausse de 11 084 millions d'euros des immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 30 juin 2026, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 43 316 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées à Hinkley Point C pour 26 753 millions d'euros (23 133 millions d'euros au 31 décembre 2025), incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 514 millions d'euros. Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur pour un montant cumulé de (16 429) millions d'euros au 30 juin 2026, identique au 31 décembre 2025 (hors effets de change).

Au premier semestre 2026, la variation en valeur brute de (10 923) millions d'euros s'explique par :

- la diminution de (15 809) millions d'euros dont (3 471) d'intérêts intercalaires capitalisés sur Flamanville 3 en lien avec la mise en service comptable réalisée le 26 avril 2026. Cependant, au 30 juin 2026, les immobilisations relatives à la Visite Complète n°1 et au remplacement du couvercle de cuve restent comptabilisées en immobilisations en cours pour un montant de 475 millions d'euros ;
- (2 437) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent essentiellement la France pour (1 767) millions d'euros.

Ces diminutions sont partiellement compensées par les augmentations suivantes :

- 3 620 millions d'euros sur le projet Hinkley Point C ;
- 2 980 millions d'euros en France sur les grands projets.

Immobilisations corporelles en service

Au 30 juin 2026, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 170 986 millions d'euros. L'augmentation de 11 264 millions d'euros sur le premier semestre 2026 s'explique par :

- 17 412 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période dont 14 975 millions au titre de l'EPR de Flamanville 3 (y compris 3 291 millions d'intérêts intercalaires capitalisés) ;
- (921) millions d'euros de diminution dont (774) millions en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées ;
- (6 337) millions d'euros en lien avec le reclassement des activités d'EDF power solutions aux États-Unis et au Canada en actifs détenus en vue de la vente.

EPR de Flamanville 3

Le 26 avril 2026, l'EPR de Flamanville a franchi une étape majeure avec la fin de ses essais de démarrage. Ces essais ont permis de vérifier le bon fonctionnement global de l'installation et de confirmer son aptitude à fonctionner conformément aux exigences de sûreté.

Réalisés de manière progressive, depuis le chargement du combustible jusqu'au fonctionnement à pleine puissance, ces essais ont porté sur l'ensemble des systèmes du réacteur et sur son comportement dans différentes configurations représentatives de l'exploitation.

La clôture de cette séquence marque une avancée importante dans la mise en service de l'EPR. Ainsi, les immobilisations relatives à l'EPR de Flamanville 3 ont été mises en service à cette date et sont amorties sur une durée maximale de 60 ans.

La première phase d'exploitation a commencé à partir de cette date et durera jusqu'à la Visite Complète (« VC1 ») qui débutera au second semestre 2026.

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 VC1.

Hinkley Point C (« HPC »)

Le projet HPC prévoit un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030 et de l'Unité 2 en 2031. Le coût à terminaison du projet est évalué à environ 35 milliards de livres sterling²⁰¹⁵. Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire d'environ 1 milliard de livres sterling²⁰¹⁵.

Le projet a atteint les jalons suivants sur le premier semestre 2026 :

- achèvement du soudage du circuit primaire en janvier 2026 ;
- installation du premier compensateur de l'îlot nucléaire de l'Unité 1 en février 2026 ;
- achèvement de la pose du béton des tunnels d'entrée et de sortie d'eau en avril 2026 ;
- installation de la cuve de l'Unité 2 en mai 2026 ;
- avancée du montage électromécanique en progression par rapport au second semestre 2025 mais demeurant sous la cible. Un plan d'actions a été déployé afin d'accélérer la progression au second semestre 2026.

Depuis fin 2023, le projet est financé uniquement par EDF sur la base de contributions volontaires en fonds propres, l'engagement conjoint d'apport en fonds propres initial avec CGN ayant été intégralement consommé. Cela entraîne une dilution de la part de CGN, qui était de 33,5 % à la FID et atteint 22,6 % au 30 juin 2026, EDF détenant les 77,4 % restants.

9.3 Pertes de valeur et reprises

Au titre du premier semestre 2026, les pertes de valeur s'élèvent à (54) millions d'euros. Les principales pertes de valeur sont détaillées ci-après.

Des tests de dépréciation sont réalisés lors de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur. La méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation est précisée dans la note 9.7 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

Lors de la revue de ses actifs et de l'appréciation des indices de pertes de valeur au 30 juin 2026, 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 2027 et Cal 2028) ont affiché une évolution contrastée 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 2025 restent, en conséquence, la meilleure estimation du Groupe de ces prix au 30 juin 2026.

Royaume-Uni

S'agissant d'EDF Energy :

- au premier semestre 2026, 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. Le projet a mis en place des plans d'actions visant à accroître le rythme d'avancement du programme de montage électromécanique et compenser le retard pris au premier semestre ;
- 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 au 30 juin 2026.

France

S'agissant du parc France, le nouveau dispositif mis en place à compter du 1^{er} janvier 2026, qui succède à l'ARENH, est décrit en note 5.1.1. Ses caractéristiques ont été prises en compte pour déterminer les hypothèses retenues dans le test réalisé au 31 décembre 2025.

Malgré la volatilité observée du marché sur les prix de court-terme, il n'y pas de modification significative des hypothèses des tests retenues fin décembre 2025, qui affichaient une marge positive sur le parc France. En conséquence, en l'absence d'indices de perte de valeur, le Groupe n'a pas réalisé de test de dépréciation sur ces actifs au 30 juin 2026.

Par ailleurs, sur l'UGT France, des pertes de valeur sur des actifs isolés ont été comptabilisées pour un montant de (27) millions d'euros au 30 juin 2026.

Autres secteurs

Au 30 juin 2026, 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 (24) millions d'euros au titre du premier semestre 2026.

Ces dépréciations concernent principalement le secteur EDF power solutions en Inde, en Arabie Saoudite et au Royaume-Uni.

S'agissant d'Edison en Italie, les cas de force majeure notifiés par Qatar Energy sur le contrat d'approvisionnement en GNL a conduit à un test qui a montré une marge suffisante de l'UGT concernée. Aucune dépréciation n'est donc constatée à ce titre.

Enfin, concernant Luminus en Belgique, le retard pris par le chantier du nouveau cycle combine gaz de Seraing a conduit à tester l'UGT du parc thermique. La marge étant positive, aucune dépréciation n'est constatée à ce titre.

Sur les UGT des autres secteurs, des pertes de valeur sur des actifs isolés ont été comptabilisées pour un montant de (3) millions d'euros au 30 juin 2026.

Note 10 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2026			30/06/2025	31/12/2025	
		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	10.1	50,10	2 163	174	102	2 129	253
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	13.2	n.a.	2 022	(32)	9	2 116	53
Participations d'EDF power solutions	10.4	n.a.	922	18	28	1 960	65
Taishan (TNPJVC)	10.2	30,00	n.c	n.c	3	878	(8)
Sizewell C (Holding) Ltd.	10.3	12,50	42	-	8	31	-
Participations d'EDF Trading (JERA Global Markets)	10.4	33,33	745	21	51	705	120
Autres participations	10.4	n.a.	n.c	n.c	51	1 009	187
TOTAL			7 897	204	252	8 828	670

n.a. : non applicable

n.c. : non communiqué

10.1 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 comptabilisée par mise en équivalence du fait des conditions de gouvernance de RTE et est intégralement affectée aux actifs dédiés.

10.2 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 2026.

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 1 750 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 semestre 2026, le réacteur 1 a subi un premier arrêt fortuit du 13 février au 9 mars, puis un second à compter du 18 avril. Le rechargement du combustible a démarré le 1^{er} juillet. Le réacteur 2, après une prolongation d'arrêt, a été recouplé le 2 juin 2026.

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).

Au 30 juin 2026, la revue des indices de perte de valeur n'a pas conduit le Groupe à identifier de nouveau risque significatif sur la valeur recouvrable de la centrale.

10.3 Sizewell C

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

Le 22 juillet 2025, le projet Sizewell C a atteint le stade de la décision finale d'investissement et, le 4 novembre 2025, celui du *closing* financier. EDF prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling. EDF détient une participation de 12,5 % dans Sizewell C aux côtés du gouvernement britannique pour 44,9 %, La Caisse pour 20 %, Centrica pour 15 % et Amber Infrastructure pour 7,6 % (cf. communiqués de presse du Groupe du 22 juillet 2025 et du 4 novembre 2025).

Le groupe EDF contribue au projet en tant que fournisseur notamment d'études d'ingénierie (EDF/Edvance), du circuit primaire principal comprenant la chaudière nucléaire, les générateurs de vapeur et le système de contrôle de sécurité (Framatome) et d'équipements pour l'îlot conventionnel notamment le groupe turbo-alternateur (Arabelle Solutions).

Le premier semestre de l'exercice 2026 a été marqué par les évolutions suivantes :

- les études d'ingénierie se poursuivent avec une solide performance opérationnelle, dans le contexte de la réplique du design d'HPC, et avec un focus particulier sur les travaux de génie civil en vue de la première coulée de béton ;
- la fabrication par Framatome d'équipements critiques est bien avancée, en particulier la cuve des deux réacteurs, les 8 générateurs de vapeur, les pompes primaires de circulation et les différentes branches du circuit primaire principal ;
- les activités de fabrication par Arabelle Solutions d'équipements pour la Salle des Machines, en particulier le groupe turbo-alternateur, ont démarré au printemps dernier.

10.4 Autres participations

Les participations détenues par EDF power solutions se situent principalement en France et dans une moindre mesure en Chine et en Irlande. La variation des participations d'EDF power solutions s'explique essentiellement par le projet de cession des activités aux États-Unis et au Canada (voir note 3.2).

EDF Trading détient 33 % de la société JERA Global Markets (JERA GM) spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL).

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

- 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.

Note 11 Besoin en fonds de roulement (BFR)

11.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	Variation monétaire	Variation non-monétaire	30/06/2026
Stocks et en-cours de production		(19 167)	14	(949)	(20 102)
Clients et comptes rattachés nets de provision	11.2	(21 665)	2 992	(30)	(18 703)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	11.4	21 322	(409)	84	20 997
Autres débiteurs et autres créditeurs ⁽¹⁾	11.3 et 11.5	9 370	(25)	232	9 577
dont créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	11.3	(4 295)	(568)	-	(4 863)
Autres éléments du besoin en fonds de roulement		(1 062)	(60)	971	(151)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		(11 202)	2 512	308	(8 382)

(1) Hors dettes sur immobilisations qui sont classées 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 particulier sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour 1,3 milliard d'euros et **France - Activités régulées** pour 0,9 milliard d'euros.

Les certificats d'émission CO₂ et certificats verts qui étaient précédemment présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles et sont désormais présentés en stocks.

11.2 Clients et comptes rattachés

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	17 267	19 863
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	3 558	3 845
Dépréciations	(2 122)	(2 043)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE	18 703	21 665

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

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 1 856 millions d'euros au 30 juin 2026 (1 911 millions d'euros au 31 décembre 2025).

La valeur nette des créances clients est en baisse au premier semestre 2026 par rapport au 31 décembre 2025. 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** (1,3) milliard d'euros, **France - Activités régulées** (0,9) milliard d'euros et EDF Trading (0,3) milliard d'euros.

11.2.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	30/06/2026			31/12/2025		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	20 825	(2 122)	18 703	23 708	(2 043)	21 665
dont créances échues de moins de 6 mois	2 041	(357)	1 684	2 112	(280)	1 832
dont créances échues de 6 à 12 mois	727	(165)	562	1 200	(403)	797
dont créances échues de plus de 12 mois	2 000	(1 490)	510	2 083	(1 261)	822
dont total des créances échues	4 768	(2 012)	2 756	5 395	(1 944)	3 451
dont total des créances non échues	16 057	(110)	15 947	18 313	(99)	18 214

11.2.2 Opérations de mobilisation de créances

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Créances clients transférées et maintenues au bilan	34	61
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 328	1 240

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 328 millions d'euros au 30 juin 2026, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 240 millions d'euros en décembre 2025).

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.

11.3 Autres débiteurs

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Charges constatées d'avance	1 710	1 669
Créances TVA	2 096	2 442
Créances fiscales (hors TVA)	441	452
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	4 863	4 295
Appels de marge <i>trading</i>	1 728	1 490
Autres créances d'exploitation	4 393	3 844
AUTRES DÉBITEURS	15 231	14 192

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 2025. Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre du premier semestre 2026 s'élève à 5 720 millions d'euros.

Les montants encaissés sur le premier semestre 2026, en provenance du budget général de l'État, s'établissent à 5 161 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2025.

Au 30 juin 2026, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 4 863 millions d'euros (4 295 millions d'euros au 31 décembre 2025).

11.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	17 030	17 733
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 967	3 589
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	20 997	21 322

La variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur le premier semestre 2026, pour (0,7) milliard d'euros, concerne notamment Enedis pour (0,7) milliard d'euros, Edison pour (0,2) milliard d'euros et EDF Energy pour 0,4 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 correspondantes restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

11.5 Autres créditeurs

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Avances et acomptes reçus	3 340	3 644
Fournisseurs d'immobilisations	4 546	4 883
Dettes fiscales	4 294	4 159
Dettes sociales	6 661	7 065
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	5 225	4 175
Autres produits constatés d'avance ⁽¹⁾	1 692	1 553
Appels de marge <i>trading</i>	666	645
Autres dettes ⁽²⁾	4 735	3 914
AUTRES CRÉDITEURS	31 159	30 038
<i>dont part non courante</i>	<i>6 833</i>	<i>5 503</i>
<i>dont part courante</i>	<i>24 326</i>	<i>24 535</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.

11.5.1 Avances et acomptes reçus

Au 30 juin 2026, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 314 millions d'euros (1 626 millions d'euros au 31 décembre 2025).

11.5.2 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 30 juin 2026, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF et celles des industriels électro-intensifs pour 3 354 millions d'euros (3 148 millions d'euros au 31 décembre 2025), à Framatome pour 1 116 millions d'euros (569 millions d'euros au 31 décembre 2025) et à Arabelle Solutions pour 756 millions d'euros (458 millions d'euros au 31 décembre 2025).

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).

11.5.3 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements pour 1,0 milliard d'euros au 30 juin 2026 (1,6 milliard au 31 décembre 2025). Les subventions d'investissements reçues, nettes des effets périmètre sur le premier semestre 2026, s'élèvent à 97 millions d'euros (221 millions d'euros nets des effets périmètre sur 2025).

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 12 Capitaux propres

12.1 Capital social

Au 30 juin 2026, 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.

12.2 Distributions de l'émetteur

L'Assemblée générale des actionnaires qui s'est réunie le 24 juin 2026 a décidé de distribuer à l'État français, actionnaire unique, un dividende de 1 milliard d'euros qui a été versé le 30 juillet 2026.

12.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

Au 30 juin 2026, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 061 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (inchangé par rapport au 31 décembre 2025).

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 190 millions d'euros au 30 juin 2026, contre 212 millions d'euros sur le premier semestre 2025 et 533 millions d'euros sur l'exercice 2025. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Une rémunération de 26 millions d'euros a été versée en juillet 2026 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée contre 48 millions d'euros en juillet 2025.

12.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

(en millions d'euros)	30/06/2026			30/06/2025	
	% 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
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00	1 423	56	1 422	118
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	22,63	5 884	(21)	5 879	(37)
EDF Investissements Groupe SA	13,78	1 027	16	1 026	16
Luminus SA	31,37	1 279	48	1 109	36
Framatome	19,50	202	(7)	190	(14)
Autres participations	n.a.	1 235	110	1 270	63
TOTAL		11 050	202	10 896	182

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 77,37 % (76,69 % au 31 décembre 2025) par le Groupe via EDF Energy.

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 principalement aux participations de collectivités locales belges.

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 power solutions. Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 16 millions d'euros au 30 juin 2026 (66 millions d'euros au 30 juin 2025).

Note 13 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 14.1.1 (France) et 14.2 (Royaume-Uni) de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

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)	30/06/2026			31/12/2025		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	32 906	1 782	34 688	32 715	1 868	34 583
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	34 378	1 343	35 721	34 862	1 245	36 107
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	67 284	3 125	70 409	67 577	3 113	70 690

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

(en millions d'euros)	31/12/2025	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2026
Provisions pour gestion des combustibles usés	18 592	324	(748)	431	14	(14)	18 599
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	496	-	-	-	3	(499)	-
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 495	17	(518)	378	20	697	16 089
Provisions pour aval du cycle nucléaire	34 583	341	(1 266)	809	37	184	34 688
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	31 654	2	(447)	827	136	(1 055)	31 117
Provisions pour derniers cœurs	4 453	-	(2)	103	18	32	4 604
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	36 107	2	(449)	930	154	(1 023)	35 721
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	70 690	343	(1 715)	1 739	191	(839)	70 409

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur le premier semestre 2026 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 ;
- au Royaume-Uni, la phase de déchargement du combustible de la centrale AGR de Hunterston B étant achevée, la centrale a été transférée le 1^{er} avril 2026 à la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction, générant une reprise de provision de 1 131 millions d'euros (en « Autres mouvements ») en contrepartie d'une diminution de la créance NLF (voir note 16.1.3) ;
- au Royaume-Uni, un reclassement de la provision pour reprise et conditionnement des déchets en provision pour gestion long terme des déchets radioactifs a été effectué pour 499 millions d'euros (en « Autres mouvements »).

13.1 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.

S'agissant du projet de construction de nouvelles capacités d'entreposage, l'instruction du schéma industriel, juridique et financier, pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur, « ADF ») est en cours. Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium). Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC - Atelier de Déchargement et d'Entreposage des Combustibles usés), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement. Ainsi, dans le cadre des discussions relatives au Programme Aval du Futur, Orano a remis à EDF en décembre 2025 une mise à jour du devis global du Programme qui confirme l'évaluation précédemment réalisée par EDF de la provision relative à de nouvelles capacités d'entreposage. Une revue approfondie de l'évaluation de la provision relative à l'ADEC sera réalisée lors de la remise par Orano à EDF des études APS attendues à horizon du 1^{er} trimestre 2027.

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. Les remarques considérées comme fondées avaient été prises en compte dans les comptes annuels au 31 décembre 2024. Une lettre de suite devrait être adressée par la DGEC à EDF.

Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

L'arrêté ministériel du 30 mars 2026 relatif aux coûts afférents à la mise en œuvre du projet Cigéo, centre de stockage en couche géologique profonde des déchets radioactifs de haute activité et de moyenne activité à vie longue, porté par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra), a été publié le 1^{er} avril 2026 au Journal officiel. Cet arrêté fait suite au dossier remis par l'Andra le 12 mai 2025 qui a fait l'objet d'observations des producteurs de déchets le 8 juillet 2025 et d'un avis de l'ASNR le 23 septembre 2025.

Ce nouvel arrêté prend notamment en compte une mise à jour :

- du chiffrage de Cigéo, sur la base d'une configuration technique intégrant des optimisations technico-économiques jugées atteignables en l'état actuel des connaissances ;
- de la chronique de stockage des déchets, avec un premier colis MA-VL à l'horizon 2050 et un premier colis HA à l'horizon 2080.

Cet arrêté définit un coût industriel de référence pour le stockage des déchets (incluant les phases de conception, de construction initiale, d'exploitation et de fermeture) servant à l'évaluation des provisions par les producteurs. Le coût industriel de la phase de construction initiale, précisé dans l'arrêté, sert aussi de référence pour l'Andra dans le cadre de la conduite du projet pour cette phase courant jusqu'à la mise en service de Cigéo à l'horizon 2050.

Il est à noter que le niveau de précision du dossier de chiffrage de l'Andra a été significativement renforcé et que le chiffrage actualisé du projet s'appuie sur des postes de coûts et chroniques de dépenses détaillées permettant une meilleure affectation des coûts du projet selon la nature des gisements (déchets issus du traitement du combustible usé, déchets issus de la déconstruction des centrales, déchets historiques, ...).

La prise en compte de l'ensemble des effets de l'arrêté (effets cumulés de décalage de chroniques, d'évolution de devis au périmètre de l'arrêté mais aussi d'évolution de devis induits sur l'évaluation de la provision associée au stockage direct du combustible usé) conduit à une diminution de la provision pour gestion à long terme des déchets à hauteur de 65 millions d'euros.

Les provisions de gestion à long terme des déchets HA-MAVL s'élèvent à un montant total de 9 143 millions d'euros. Elles intègrent le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et de la caractérisation des déchets. Elles comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de démantèlement des centrales, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité issue du droit commun applicable aux installations industrielles, à une fiscalité basée sur une taxe spécifique de stockage). L'arrêté de chiffrage de Cigéo publié le 1^{er} avril 2026 considère en référence, à titre provisoire, un niveau de fiscalité du projet inchangé par rapport à 2016. Le niveau de cette fiscalité devrait être précisé par voie réglementaire avant la publication du décret d'autorisation de création de l'installation attendu courant 2027.

Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Concernant les provisions pour démantèlement et derniers cœurs, il n'y a pas eu sur le premier semestre 2026 d'autres événements réglementaire, industriel, opérationnel ou financier susceptibles de conduire à une évolution notable des devis et provisions.

Le gouvernement a autorisé dans un décret publié au Journal officiel le 3 mai 2026 le démantèlement complet par EDF de l'ancienne centrale nucléaire de Fessenheim, en fixant les modalités et le calendrier, sans impact significatif sur les provisions.

La centrale nucléaire de Flamanville 3 a été mise en service sur le plan comptable à l'issue de ses essais de démarrage le 26 avril 2026. EDF avait procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, ce qui avait conduit à la comptabilisation des provisions relatives à sa déconstruction. L'évaluation est basée sur une adaptation du coût de référence de la tête de série 900 MW à la configuration de Flamanville 3 dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans.

Afin de consolider le retour d'expérience de Fessenheim sur le périmètre des centrales nucléaires en exploitation, EDF a initié l'élaboration de dossiers de connaissance par palier pour la caractérisation des inventaires physiques, radiologiques et chimiques (matières dangereuses) avec une feuille de route sur 5 ans.

Taux d'actualisation et taux d'inflation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation sont décrites en note 14.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

Sur cette base et dans un contexte de forte volatilité des taux OAT, le taux d'actualisation nominal s'établit à 4,5 % au 30 juin 2026 (identique au 31 décembre 2025) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,8 % (identique au 31 décembre 2025), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 30 juin 2026 (identique au 31 décembre 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 2,70 % au 30 juin 2026 (2,69 % au 31 décembre 2025).

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 6,2 % observé entre le 1^{er} janvier 2004 et le 30 juin 2026, 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

	30/06/2026		31/12/2025	
	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
(en millions d'euros)				
Gestion des combustibles usés	25 504	16 206	25 272	16 194
<i>dont non liée au cycle d'exploitation</i>	<i>8 618</i>	<i>4 781</i>	<i>8 464</i>	<i>4 668</i>
Gestion à long terme des déchets radioactifs	39 566	14 196	41 468	14 108
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	65 070	30 402	66 740	30 302
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 724	14 046	25 502	13 746
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 569	5 902	9 606	5 892
Derniers cœurs	5 461	3 260	5 301	3 149
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	40 754	23 208	40 409	22 787
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006	-	53 610	-	53 089

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 :

(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	17 469	(327)	346	283	(301)
Gestion à long terme des déchets radioactifs	14 196	(711)	781	551	(609)
Déconstruction et derniers cœurs					
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	14 046	(571)	601	-	-
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 902	(159)	169	159	(169)
Derniers cœurs	3 260	(94)	100	-	(17)
TOTAL	54 873	(1 862)	1 997	993	(1 096)
<i>dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>39 575</i>	<i>(1 631)</i>	<i>1 755</i>	<i>854</i>	<i>(940)</i>

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 (947)/981 millions d'euros dont 506/(535) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

13.2 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 14.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

13.2.1 Évolutions des actifs dédiés sur le premier semestre

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2025 (108,8 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2026 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025).

La performance des actifs dédiés (actifs cotés et non cotés) s'est élevée à 5,9 % au premier semestre.

Les **actifs de rendement** ont enregistré une performance de +2,8 % au premier semestre, portée principalement par les actifs d'infrastructures et les distributions de cash récurrentes, dans un contexte de variations de change limitées sur la période. Au premier semestre 2026, 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. Sur la période, des actifs immobiliers situés en France (Plateau de Saclay, Marseille), détenus antérieurement par les filiales immobilières du groupe EDF et déjà consolidés à ce titre, ont été transférés aux actifs dédiés contre paiement de leur valeur de marché.

Les **actifs de croissance** (essentiellement composés d'actions cotées) ont terminé le semestre en performance de 13,1 %, malgré la volatilité intervenue sur les marchés, du fait des nombreuses incertitudes géopolitiques et économiques. Après avoir enregistré un assez net repli en mars, les marchés actions ont finalement été soutenus par la perspective d'un accord de paix avec l'Iran ainsi que par la dynamique du secteur technologique, en particulier autour de l'intelligence artificielle et des semi-conducteurs. Par ailleurs, le dollar américain a été orienté assez favorablement par rapport à l'Euro, ce qui a également soutenu la performance en Euro.

Les **actifs de taux** (principalement constitués d'obligations cotées) ont enregistré une performance de 1,5 % au premier semestre. Les obligations cotées ont été assez volatiles sur la période, avec une assez nette remontée des taux en mars du fait des craintes inflationnistes générées par la hausse du prix du pétrole. Globalement, les incertitudes sont restées élevées sur l'évolution des politiques monétaires. Par ailleurs, les besoins de refinancement des États mais aussi du secteur privé ont continué de justifier aux yeux des investisseurs une prime de rendement élevée sur les taux à long terme.

Des variations de juste valeur du portefeuille ont été enregistrées sur le premier semestre 2026 :

- sur les OPC, titres de capitaux propres et actions en résultat financier à hauteur de +1 984 millions d'euros (+1 902 millions d'euros en 2025, voir note 7.2) ;
- sur les obligations et titres de dettes en résultat financier pour (68) millions d'euros ((61) millions d'euros en 2025, voir note 7.2) et en OCI à hauteur de +103 millions d'euros (+4 millions d'euros en 2025, voir note 16.1.2).

Des retraits pour un montant de 358 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir au premier semestre 2026 (374 millions d'euros sur le premier semestre 2025 et 577 millions d'euros sur l'exercice 2025).

13.2.2 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

		30/06/2026		31/12/2025	
(en millions d'euros)	Nature de l'actif	Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF INVEST)⁽¹⁾		7 621	10 449	7 110	9 842
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées ⁽²⁾	4 523	7 403	4 524	7 252
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets ⁽³⁾	2 958	3 052	2 584	2 588
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(6)	(6)	2	2
Créance - Dividendes à recevoir	Créance - coût amorti	146	-	-	-
ACTIFS DE CROISSANCE		15 875	15 875	14 916	14 916
Actions cotées	Titres de dettes	15 219	15 219	14 184	14 184
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	706	706	710	710
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(50)	(50)	22	22
ACTIFS DE TAUX		18 242	18 242	17 710	17 710
Obligations	Titres de dettes	15 040	15 040	14 221	14 221
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	235	235	250	250
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	400	400	428	428
Trésorerie	Titres de dettes	2 544	2 544	2 789	2 789
Dérivés	Juste valeur des dérivés	23	23	22	22
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		41 738	44 566	39 736	42 468

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (voir note 10.1). 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 2 581 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

13.3 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)	30/06/2026	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 781	4 668
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 196	14 108
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 948	19 638
Provisions pour derniers coeurs - part relative aux coûts futurs de l'aval du cycle nucléaire	650	635
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	39 575	39 049
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	44 566	42 468
TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE	112,6 %	108,8 %

Au 30 juin 2026, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 112,6 %. 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 2026.

La performance de 5,9 % des actifs dédiés sur le 1^{er} semestre 2026 conduit à une hausse du taux de couverture des provisions nucléaires à 112,6 % au 30 juin 2026 (108,8 % au 31 décembre 2025), présentant une marge significativement au-dessus du seuil réglementaire de 100 %.

Note 14 Provisions pour avantages du personnel

14.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Provisions pour avantages du personnel – part courante	670	765
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	14 591	16 158
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	15 261	16 923

14.1.1 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 31/12/2025⁽¹⁾	32 635	(16 368)	16 267
Charge nette du premier semestre 2026	972	(367)	605
Écarts actuariels	(1 159)	(263)	(1 422)
Cotisations versées aux fonds	-	(25)	(25)
Cotisations salariales	-	-	-
Prestations versées	(819)	180	(639)
Écarts de conversion	71	(78)	(7)
Autres variations	11	6	17
SOLDE AU 30/06/2026	31 711	(16 915)	14 796
dont provisions pour avantages du personnel			15 261
dont actifs financiers non courants			(465)

(1) Le passif net au 31 décembre 2025 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 16 923 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (656) millions d'euros soit un passif net de 16 267 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	25 081	(10 246)	14 835
Royaume-Uni	5 747	(6 180)	(433)
Autres	883	(489)	394
SOLDE AU 30/06/2026	31 711	(16 915)	14 796

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2026 s'élèvent à (1 159) millions d'euros dont (1 151) millions d'euros en France en lien avec l'évolution à la hausse du taux d'actualisation réel (+30 points de base, voir note 14.2).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2026 s'élèvent à (263) millions d'euros. Ils résultent principalement d'une performance des actifs de couverture supérieure aux taux d'actualisation, en France pour (445) millions d'euros en lien avec la hausse de valorisation des marchés actions et obligataires, compensée par une performance inférieure au taux d'actualisation au Royaume-Uni pour 194 millions d'euros.

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

(en millions d'euros)	S1 2026	S1 2025
Coût des services rendus	(233)	(274)
Coût des services passés	(37)	-
Écarts actuariels – avantages à long terme	(25)	(17)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime	-	-
Charges nettes en résultat d'exploitation	(295)	(291)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(677)	(643)
Produit sur les actifs de couverture	367	349
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(310)	(294)
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	(605)	(585)
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 159	1 483
Écarts actuariels sur actifs de couverture	263	(567)
Écarts actuariels	1 422	916
Écarts de conversion	7	(16)
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	1 429	900

14.2 Hypothèses actuarielles

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2025.

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

(en %)	France		Royaume-Uni	
	30/06/2026	31/12/2025	30/06/2026	31/12/2025
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs ⁽¹⁾	4,20 %	3,90 %	6,10 %	5,65 %
Taux d'inflation	1,80 %	1,80 %	3,00 %	2,85 %
Taux d'augmentation des salaires ⁽²⁾	2,80 %	2,80 %	3,00 %	2,80 %

(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 15 Autres provisions

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2026			31/12/2025		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	15.1	2 325	177	2 502	2 501	147	2 648
Autres provisions	15.2	4 313	3 020	7 333	4 133	2 425	6 558
AUTRES PROVISIONS		6 638	3 197	9 835	6 634	2 572	9 206

15.1 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 16.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025. Cette répartition reste similaire au 30 juin 2026.

15.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	Augmentations	Diminutions				Autres mouvements	30/06/2026
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	528	-	(19)	1	-	(39)		471
Provisions pour litiges	255	7	(28)	(5)	(6)	(99)		124
Provisions pour contrats onéreux	522	61	(72)	(1)	-	11		521
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 698	1 269	(458)	-	-	70		2 579
Autres provisions pour risques et charges	3 555	405	(419)	(32)	3	126		3 638
TOTAL	6 558	1 742	(996)	(37)	(3)	69		7 333

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats long-terme d'approvisionnement et de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation.

Les autres provisions sont individuellement non significatives.

Les contrats à long terme de Framatome et d'Arabelle Solutions sont comptabilisés selon la méthode de l'avancement. Lorsque le résultat estimé à terminaison est négatif, la perte attendue est constatée immédiatement en résultat en contrepartie d'une provision, pour la part de la perte non encore comptabilisée à l'avancement.

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 nettes en France.

Pour rappel, une grande partie des obligations au titre des certificats d'énergie renouvelable est couverte par ceux acquis et désormais comptabilisés en stocks.

Autres provisions pour risques et charges

Les autres provisions pour risques et charges intègrent les provisions liées à l'accord environnemental entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989 (voir note 16.2 des comptes consolidés du 31 décembre 2025). Sur le premier semestre 2026, une mise à jour des estimations de coûts 2026 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire nette de la provision pour 38 millions d'euros.

Elles intègrent également des provisions pour divers risques et charges liés à l'exploitation (restructuration, obligations contractuelles d'entretien...) dont aucune 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.

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 situés sur le site d'Aumelas. Les sociétés condamnées et l'ancien Président Directeur Général ont interjeté appel. Une audience devant la Cour d'appel s'est tenue le 9 juin 2026. La date du délibéré est fixée au 22 septembre 2026.

Note 16 Actifs et passifs financiers

16.1 Actifs financiers

16.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

(en millions d'euros)	30/06/2026			31/12/2025		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	6 347	22 408	28 755	5 959	22 813	28 772
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	409	-	409	415	-	415
Titres en juste valeur en résultat	31 682	1 747	33 429	31 314	1 635	32 949
Titres de dettes ou de capitaux propres	38 438	24 155	62 593	37 688	24 448	62 136
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	2 870	2 870	-	2 775	2 775
Dérivés de couverture - Juste valeur positive ⁽¹⁾	3 256	1 817	5 073	3 121	2 215	5 336
Prêts et créances financières ⁽²⁾	14 572	4 077	18 649	15 742	3 200	18 942
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	56 266	32 919	89 185	56 551	32 638	89 189

(1) Dont 2 915 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes au 30 juin 2026 (2 912 millions d'euros au 31 décembre 2025 et voir note 17.2).

(2) Dont dépréciation pour (783) millions d'euros au 30 juin 2026 ((709) millions d'euros au 31 décembre 2025).

16.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	30/06/2026			31/12/2025	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF	5 828	-	30 894	36 722	35 977
Actifs liquides	22 870	-	1 671	24 541	24 700
Autres actifs ⁽¹⁾	57	409	864	1 330	1 459
TOTAL	28 755	409	33 429	62 593	62 136

(1) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 13.2. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 14.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

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 2026			S1 2025		
	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	24	-	(79)	(3)	-	(57)
Actifs liquides	(57)	-	16	56	-	46
Autres titres	-	1	-	-	5	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES⁽³⁾	(33)	1	(63)	53	5	(11)

(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 +30 millions d'euros dont +103 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2026 (+64 millions d'euros dont +54 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2025).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur le premier semestre 2026.

16.1.3 Prêts et créances financières

(en millions d'euros)	30/06/2026	31/12/2025
Créances à recevoir du NLF	13 582	14 419
Autres prêts et créances financières	5 067	4 523
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	18 649	18 942

Au 30 juin 2026, la diminution de la créance à recevoir du Nuclear Liabilities Fund (NLF) s'explique essentiellement par le transfert de propriété de la centrale Hunterston B à l'État britannique pour 1 131 millions d'euros. La provision associée a été reprise (voir note 13).

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 449 millions d'euros au 30 juin 2026 contre 630 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 334 millions d'euros au 30 juin 2026 (319 millions d'euros au 31 décembre 2025) 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 power solutions dans le cadre de son activité de développement de projets, principalement à des parcs en France et au Royaume-Uni, pour un montant de 1 004 millions d'euros au 30 juin 2026 contre 985 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- les appels de marge payés sur dérivés de couverture des dettes de 1 513 millions d'euros (902 millions d'euros au 31 décembre 2025).

16.2 Passifs financiers

16.2.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

(en millions d'euros)	30/06/2026			31/12/2025		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	67 017	17 781	84 798	66 573	17 665	84 238
Dettes financières - Actifs dédiés	-	-	-	-	926	926
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	3 195	3 195	-	2 496	2 496
Dérivés de couverture - Juste valeur négative ⁽¹⁾	3 219	2 361	5 580	3 659	1 032	4 691
PASSIFS FINANCIERS	70 236	23 337	93 573	70 232	22 119	92 351

(1) Dont 3 193 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net au 30 juin 2026 (3 399 millions d'euros au 31 décembre 2025 et voir note 17.2).

La hausse de la juste valeur négative des dérivés de transaction (699 millions d'euros) ainsi que celle des dérivés de couverture (889 millions d'euros) portent essentiellement sur les instruments utilisés dans le cadre de l'activité de trading en lien avec la hausse des prix de marché des commodités et de la volatilité observée au premier semestre 2026.

16.2.2 Emprunts et dettes financières

16.2.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
SOLDES AU 31/12/2025	57 807	5 820	14 326	4 633	1 652	84 238
Augmentations	5 105	189	1 739	173	101	7 307
Diminutions	(30)	(1 018)	(5 626)	(423)	(128)	(7 225)
Écarts de conversion	177	109	199	27	2	514
Mouvements de périmètre	(37)	(23)	37	2	-	(21)
Variations de juste valeur	426	(1)	(4)	-	-	421
Autres mouvements	1	(128)	(204)	(51)	(55)	(436)
SOLDES AU 30/06/2026	63 449	4 948	10 467	4 361	1 573	84 798

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 et appels de marge reçus	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	30/06/2026
Émissions d'emprunts	5 105	189	1 739		-	7 033
Remboursements d'emprunts	(30)	(1 018)	(5 626)	(423)	66	(7 031)

Sur le premier semestre 2026, EDF a réalisé des émissions d'**obligations** senior pour un montant total de 5 054 millions d'euros équivalent :

- le 26 février 2026, 2 750 millions d'euros en quatre tranches d'obligations senior vertes (cf. communiqué de presse du Groupe du 26 février 2026) :
 - > obligation de 500 millions d'euros, d'une maturité de 2 ans avec un coupon variable de Euribor 3M + 0,33 %,
 - > obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 3,00 %,
 - > obligation de 1 000 millions 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 4,50 % ;
- le 15 avril 2026, 2 304 millions d'euros (2 750 millions de dollars US.) en trois tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 avril 2026) :
 - > obligation de 1 250 millions de dollars US., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,25 %,
 - > obligation de 1 000 millions de dollars US., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,13 %,
 - > obligation de 500 millions de dollars US., d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,25 %.

Concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit**, les principales opérations réalisées sur le premier semestre 2026 sont relatives aux remboursements d'emprunts auprès des établissements de crédit pour (500) millions d'euros et aux remboursements partiels concernant des emprunts contractés auprès de la Banque BEI pour (211) millions d'euros.

Au 30 juin 2026, les **autres dettes financières et appels de marge reçus** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 4 232 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 2 067 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net.

16.2.2.2 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	5 495	958	9 473	750	1 105	17 781
Entre un et cinq ans	12 144	2 134	227	2 095	71	16 671
À plus de cinq ans	45 810	1 856	767	1 516	397	50 346
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2026	63 449	4 948	10 467	4 361	1 573	84 798

16.3 Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie

Le groupe EDF, acteur dans le secteur de l'énergie et opérant dans un contexte international, est exposé aux risques des marchés financiers (risque de liquidité, risque de change, risque de taux et actions), des marchés énergies et de contrepartie. Ces risques pourraient générer de la volatilité sur les états financiers.

16.3.1 Risque de liquidité

La gestion du risque de liquidité par le Groupe a pour objectif de rechercher des ressources au meilleur coût et de s'assurer de leur obtention à tout instant.

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 2026, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans deux devises pour environ 5,1 milliards d'euros.

Au 30 juin 2026, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux ⁽¹⁾	Swaps de change ⁽¹⁾	Garanties données sur emprunts
< 1 an	20 374	(83)	(321)	573
1 à 5 ans	27 497	(249)	(1 039)	472
> 5 ans	96 453	510	(2 865)	399
TOTAL	144 324	178	(4 225)	1 444
dont remboursement du nominal	84 798			
dont charges d'intérêts	59 526			

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

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 30 juin 2026 s'établit à 12,9 ans contre 12,3 ans au 31 décembre 2025.

Lignes de crédit non utilisées

(en millions d'euros)	30/06/2026				31/12/2025
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	15 850	2 247	13 083	520	15 640
dont lignes indexées sur des critères ESG	12 545				12 341

L'augmentation de ces lignes de crédit est liée à une nouvelle ligne de crédit chez EDF SA pour 200 millions d'euros.

16.3.2 Risque de change

Le risque de change est lié à la diversification des activités du Groupe et de son implantation géographique et résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des parités de change. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

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. 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.

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture		Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette		
Emprunts libellés en euro (EUR)	43 779	52 %	36 237	80 016	94 %	-	80 016
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	22 332	26 %	(21 969)	363	0 %	36	399
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	12 017	14 %	(9 739)	2 278	3 %	228	2 506
Emprunts libellés dans d'autres devises	6 670	8 %	(4 529)	2 141	3 %	214	2 355
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	84 798	100 %	-	84 798	100 %	478	85 276

16.3.3 Risque de taux

Le risque de taux résulte de l'exposition aux risques de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur des actifs placés par le Groupe, la valeur des passifs provisionnés ou ses charges financières.

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel, qui sont actualisés avec des taux qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements.

Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

La répartition des emprunts et dettes financières par nature de taux intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture selon la norme IFRS 9. Une part importante des emprunts à taux fixe du Groupe est variabilisée au moyen de swaps de taux.

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
	en montant	% de la dette		en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	77 503	91 %	(32 683)	44 820	53 %	-
Emprunts à taux variable	7 295	9 %	32 683	39 978	47 %	400
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	84 798	100 %	-	84 798	100 %	400

16.3.4 Risques actions

Le Groupe est exposé au risque actions notamment au travers des titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour sécuriser le financement des engagements de long terme liés au nucléaire, dans le cadre des fonds externalisés au titre des retraites, et dans une moindre mesure, dans le cadre de ses actifs de trésorerie et de participations détenues en direct.

En ce qui concerne la couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy, les actifs de couverture des passifs sociaux d'EDF sont partiellement investis sur le marché des actions internationales et européennes. L'évolution du marché actions impacte donc la valorisation de ces actifs et une évolution négative des actions aurait un effet à la hausse sur le niveau des provisions enregistrées au bilan.

En ce qui concerne la couverture des engagements nucléaires d'EDF : au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

16.3.5 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*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO₂, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

La fin du dispositif ARENH au 31 décembre 2025 conduit EDF à gérer une exposition accrue aux prix de marché de l'électricité en France, dans le cadre inchangé de sa politique de gestion des risques de marchés énergies. Les opérations sur les marchés de gros demeurent portées de façon prépondérante par EDF Trading, entité de *trading* du Groupe.

Au premier semestre 2026, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a d'abord été encadré par une limite de VaR de 50 millions d'euros. Dans un contexte de forte hausse des prix et des volatilités, lié notamment à l'escalade du conflit au Moyen-Orient, cette limite a été portée à 75 millions d'euros en mars. La limite de stop-loss est restée inchangée à 180 millions d'euros.

16.3.6 Risques de contrepartie

Le Groupe est confronté au risque de défaillance de ses contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients), qui peut avoir des répercussions financières sur le Groupe telles que des pertes de créances, de trésorerie, ou des surcoûts liés à un changement de fournisseur en cours de projet.

16.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	30/06/2026		31/12/2025	
	Juste valeur	Valeur au bilan	Juste valeur	Valeur au bilan
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	81 352	84 798	81 950	84 238

16.5 Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture

Les variations brutes 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 2026			S1 2025			2025		
	En capitaux propres	Recyclées en résultat	Transférées en résultat Inefficacité	En capitaux propres	Recyclées en résultat	Transférées en résultat Inefficacité	En capitaux propres	Recyclées en résultat	Transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux ⁽¹⁾	19	-	11	(170)	-	7	(169)	-	(6)
Couverture de change	(3)	1	2	(318)	(568)	1	336	(81)	(1)
Couverture d'investissement net à l'étranger	(284)	-	-	562	-	-	833	-	-
Couverture de matières premières	(3 841)	310	(6)	856	(65)	(9)	4 494	1 329	(9)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	(4 109)	311	7	930	(633)	(1)	5 494	1 248	(16)

(1) Incluent 28 millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies au premier semestre 2026 ((175) millions d'euros au premier semestre 2025 et (206) millions d'euros au 31 décembre 2025).

Note 17 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.

17.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 4 002 millions d'euros à fin juin 2026, en diminution de (1 493) millions d'euros par rapport au premier semestre 2025.

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 2026			S1 2025
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe
Résultat net					5 236
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		(1 980)	616	4	(1 360)
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de <i>trading</i>		(266)	69	(1)	(198)
Pertes de valeur		110	(19)	-	91
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles	9.3	54	(16)	-	38
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises et créances associées ⁽¹⁾		56	(3)	-	53
Autres produits et charges d'exploitation	6	249	(14)	(2)	233
RÉSULTAT NET COURANT					4 002

(1) Comprend au 30 juin 2026, 36 millions d'euros sur les actifs dédiés.

17.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 51 499 millions d'euros à fin juin 2026 (contre 51 496 millions d'euros à fin décembre 2025).

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides et des créances financières. 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. Les créances financières venant en réduction de l'endettement financier net correspondent aux appels de marge sur dérivés de couverture de la dette.

L'endettement financier net se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2026	31/12/2025
Emprunts et dettes financières ⁽¹⁾	16.2.2	84 798	84 238
Dérivés de couverture des dettes et appels de marge payés ⁽²⁾	16.1.1 et 16.2.1	(1 235)	(415)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(7 973)	(7 641)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	16.1.2	(24 541)	(24 700)
Dérivés de couverture des actifs liquides		(20)	14
Endettement financier net des actifs destinés à être cédés	3.2	470	-
ENDETTEMENT FINANCIER NET		51 499	51 496

(1) Incluent les appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 767 millions d'euros au 30 juin 2026 (1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025).

(2) Incluent les appels de marge payés sur dérivés de couverture des dettes de 1 513 millions d'euros au 30 juin 2026 (902 millions d'euros au 31 décembre 2025).

Note 18 *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 2026 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025 en note 20 et au chapitre 7.1.5 du Document d'enregistrement universel 2025.

18.1 Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022

Aux termes d'un dispositif imposé par le Gouvernement à EDF début 2022, les fournisseurs alternatifs d'électricité éligibles étaient en droit de bénéficier au maximum de 20 TWh supplémentaires d'électricité pour la période allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2022, au prix régulé de 46,20 €/MWh, à condition de vendre à EDF un volume équivalent, à un prix de 256,98 €/MWh. Seuls 19,5 TWh ont été demandés dans ce cadre par les fournisseurs alternatifs d'électricité.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le dispositif.

En parallèle, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le Tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif.

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel.

Le recours indemnitaire a été rejeté le 11 mai 2026 par le Tribunal administratif de Paris. EDF a décidé de ne pas interjeter appel.

18.2 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. Il est à noter que les livraisons de GNL ont commencé à partir du deuxième trimestre 2025. Le 26 mars 2026, Edison et Venture Global ont annoncé la signature d'un accord commercial pour mettre fin à l'arbitrage en cours. Dans le cadre de cet accord, Venture Global a procédé à la livraison de volumes supplémentaires de gaz, en sus de ceux prévus dans le contrat initial. À fin juin 2026 toutes les actions juridiques contre Venture Global LNG Inc sont désormais éteintes et le contrat se poursuit conformément aux accords commerciaux signés.

18.3 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs et des inexécutions contractuelles de la part de la société ITRON

Enedis a assigné la société ITRON le 30 juillet 2024 devant le Tribunal de Commerce de Nanterre en raison de défauts qu'elle a constatés en 2022 sur certains compteurs (PME-PMI) de ses clients fournis par cette société. Le préjudice pour Enedis concerne environ 242 000 compteurs.

La société ITRON a informé Enedis en janvier 2024 de son intention de cesser, à compter de la fin de l'année 2024, l'exécution de ses engagements au titre de plusieurs contrats de fourniture et de maintenance en conditions opérationnelles de compteurs Linky, PME-PMI, et Linky Pro conclus avec Enedis. Les discussions amiables n'ayant pas abouti, Enedis a mis en demeure la société ITRON le 23 mars 2026 de lui verser une indemnisation à hauteur des préjudices subis. Cette demande étant restée sans réponse, Enedis a assigné la société ITRON le 17 avril 2026 devant le Tribunal des activités économiques de Nanterre.

Note 19 Engagements hors bilan

Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

19.1 Engagements donnés

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.

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2026	31/12/2025
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	19.1.1	72 255	71 516
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	19.1.2	21 817	18 453
Engagements donnés liés aux opérations de financement	19.1.3	6 052	6 322
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		100 124	96 291

19.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

(en millions d'euros)	30/06/2026					31/12/2025
	Échéances					
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés	27 100	3 981	7 780	6 539	8 800	27 331
Achats d'autres énergies et de matières premières ⁽¹⁾	1 178	345	573	260	-	1 091
Achats de combustible nucléaire	15 458	1 941	6 751	4 197	2 569	15 528
Engagements d'achats de combustible et d'énergie	43 736	6 267	15 104	10 996	11 369	43 950
Garanties données liées aux activités opérationnelles	16 164	3 714	5 170	3 867	3 413	16 433
Engagements sur achats d'exploitation	11 726	6 124	4 460	682	460	10 606
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	236	75	82	28	51	198
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation⁽²⁾	28 126	9 913	9 712	4 577	3 924	27 237
Engagements de location en tant que preneur	393	42	291	54	6	329
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	72 255	16 222	25 107	15 627	15 299	71 516

(1) Hors achats de gaz et services associés.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 1 960 millions d'euros au 30 juin 2026 (2 087 millions d'euros au 31 décembre 2025).

19.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les **engagements d'achats de combustible nucléaire et d'énergie** (hors achats de gaz et services associés) s'élèvent à 43 736 millions d'euros (43 950 millions d'euros au 31 décembre 2025).

Leur évolution sur le premier semestre 2026 s'explique principalement par une diminution des engagements d'achats d'électricité et services associés chez EDF SA (SEI), compensée partiellement par un effet change sur les engagements d'EDF Energy.

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

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 2026, les **garanties données liées aux activités opérationnelles** s'élèvent à 16 164 millions d'euros et concernent principalement les garanties données par EDF SA (4 882 millions d'euros), EDF power solutions (4 370 millions d'euros) dans le cadre de ses projets de développement, Edison (2 076 millions d'euros), EDF Energy (1 922 millions d'euros) et Framatome (1 267 millions d'euros).

Les **engagements donnés sur achats d'exploitation** s'élèvent à 11 726 millions d'euros et concernent principalement EDF SA (4 003 millions d'euros), Framatome (1 875 millions d'euros), Enedis (1 298 millions d'euros), Arabelle Solutions (1 347 millions d'euros) et EDF power solutions (1 066 millions d'euros).

L'augmentation sur le premier semestre 2026 est principalement portée par EDF SA pour 658 millions d'euros.

19.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

(en millions d'euros)	30/06/2026				31/12/2025
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	19 510	11 662	7 418	430	16 397
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 326	49	1 236	41	1 085
Autres engagements donnés liés aux investissements	981	60	349	572	971
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT⁽¹⁾	21 817	11 771	9 003	1 043	18 453

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 93 millions d'euros au 30 juin 2026 (91 millions d'euros au 31 décembre 2025).

Les **engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels** concernent principalement EDF SA à hauteur de 5,8 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, pièces de rechange, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR2), EDF Energy à hauteur de 4,8 milliards d'euros (notamment engagements liés à HPC), Enedis pour 5,6 milliards d'euros et EDF power solutions pour 1,1 milliard d'euros (projets notamment en France et aux États-Unis).

S'agissant d'EPR2, 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.

Leur évolution sur le premier semestre 2026 s'explique principalement par de nouveaux contrats chez Enedis et une augmentation des engagements liés à HPC chez EDF Energy.

19.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

(en millions d'euros)	30/06/2026				31/12/2025
	Échéances				Total
	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 473	44	499	2 930	3 773
Garanties financières données	1 444	573	472	399	1 358
Autres engagements donnés liés au financement	1 135	1 074	28	33	1 191
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT⁽¹⁾	6 052	1 691	999	3 362	6 322

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 889 millions d'euros au 30 juin 2026 (1 918 millions d'euros au 31 décembre 2025). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent EDF power solutions 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 power solutions.

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

19.2 Engagements reçus

	30/06/2026					31/12/2025
	Échéances					
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur	177	34	66	34	43	158
Engagements sur ventes d'exploitation	18 489	4 541	7 842	4 761	1 345	18 095
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles	2 934	662	427	545	1 300	2 728
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	236	110	114	12	-	190
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	21 836	5 347	8 449	5 352	2 688	21 171
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement	183	-	65	118	-	316
Engagements reçus liés aux opérations de financement	3 496	3 495	1	-	-	3 456
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS⁽¹⁾	25 515	8 842	8 515	5 470	2 688	24 943

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 16.3.1.

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 12,2 milliards d'euros (contrats de construction et d'ingénierie) et de contrats de livraison d'équipements pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions pour 4,2 milliards d'euros. Ils intègrent notamment des engagements reçus par Framatome, Arabelle Solutions, EDF SA et Edvance dans le cadre du projet Sizewell C pour un total de 7,8 milliards d'euros.

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. La variation sur le premier semestre 2026 est due à l'effet change.

Note 20 *Événements postérieurs à la clôture*

Le 9 juillet 2026, un accord a été signé avec l'État britannique concernant le réacteur de Sizewell B sur les termes d'un contrat pour différence sur la période 2035-2055 à un prix de 70,5€₂₀₂₅/MWh. EDF prévoit d'investir, d'ici 2035, 800 millions de livres sterling afin de prolonger la durée de vie du réacteur sur cette période.

Le 15 juillet 2026, EDF a levé 220 millions d'euros : une émission additionnelle de 120 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 % et une émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 7 mai 2025 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 3,25 %.

Le 22 juillet 2026, EDF a décidé de prolonger jusqu'en mars 2030 la durée d'exploitation des centrales nucléaires britanniques de Heysham 1 et Hartlepool dont l'arrêt était précédemment prévu en mars 2028.