



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

# **Groupe EDF**

**RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL  
AU 30 JUIN 2024**

Le Conseil d'administration d'EDF réuni le 25 juillet 2024 a approuvé le présent Rapport financier semestriel et arrêté les comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2024 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 Financières » du Rapport semestriel d'activité, 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 2023.

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 2024**
- 2. RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2024**
- 3. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE 2024 (PÉRIODE DU 1<sup>ER</sup> JANVIER AU 30 JUIN 2024)**
- 4. COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU SEMESTRE CLOS LE 30 JUIN 2024**

## **DÉCLARATION DE LA PERSONNE PHYSIQUE ASSUMANT LA RESPONSABILITÉ DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2024**

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 25 juillet 2024

M. Luc Rémont

Président-Directeur Général d'EDF

# RAPPORT D'ACTIVITÉ SEMESTRIEL AU 30 JUIN 2024

## SOMMAIRE DÉTAILLÉ

<b>1</b>	<b>FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE</b>	<b>9</b>
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	9
2.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel	13
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	13
2.4	Conditions climatiques : températures et hydraulicité	14
<b>3</b>	<b>ÉVÉNEMENTS MARQUANTS</b>	<b>15</b>
3.1	Environnement réglementaire	15
3.2	Gouvernement d'entreprise	15
<b>4</b>	<b>ACTIVITÉ DU PREMIER SEMESTRE 2024</b>	<b>16</b>
4.1	Périmètre de consolidation	16
4.2	Résultats du premier semestre 2024	16
4.3	Chiffre d'affaires	17
4.4	Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	19
4.5	Résultat d'exploitation	22
4.6	Résultat financier	23
4.7	Impôts sur les résultats	23
4.8	Résultat net	23
<b>5</b>	<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS</b>	<b>24</b>
5.1	Endettement financier net	25
5.2	Cash-flow Groupe	26
5.3	Autres variations non monétaires	27
<b>6</b>	<b>PERSPECTIVES FINANCIÈRES</b>	<b>27</b>
<b>7</b>	<b>GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS</b>	<b>28</b>
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	28
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	34
<b>8</b>	<b>OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES</b>	<b>36</b>
<b>9</b>	<b>ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE</b>	<b>36</b>

# 1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS

## Bâtir le système électrique de demain

EDF déploie « **Ambitions 2035** », un projet de développement, de performance et de transformation pour l'entreprise autour de 4 piliers : l'accompagnement des clients dans la réduction de leur empreinte carbone, la production de plus d'électricité, le développement des réseaux face aux défis de la transition énergétique et de solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique.

Pour être au rendez-vous des opportunités liées à la transition énergétique, EDF investit dans les compétences de demain avec des recrutements massifs dans les 10 années à venir, et notamment en France près de 20 000 dont 9 500 alternants et stagiaires en 2024 en favorisant la mixité, la diversité et l'insertion des jeunes.

En parallèle, la fondation EDF a défini son nouveau mandat pour les 5 prochaines années autour de l'accompagnement de la transition écologique et sociale, orienté vers l'éducation, la formation et l'écocitoyenneté.

## Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone :

- **Succès des offres commerciales dans le cadre de la nouvelle politique commerciale** : signature des lettres d'intention pour des partenariats industriels<sup>1</sup> représentant plus de 10 TWh annuels et signature de près de 2 200 contrats pour les horizons 4 et 5 ans (près de 13 TWh pour 2028 et 7 TWh pour 2029).
- **Portefeuille de clients résidentiels** dans les pays du G4<sup>2</sup> en hausse de 370 000 clients.
- **Décarbonation des usages** : Le nombre de points de charge de véhicules électriques déployés ou gérés a progressé de 12 %. Dalkia a développé la 1ère pompe à chaleur très haute température pour les industriels, installée dans l'usine du papetier Wepa Greenfield, qui permet une baisse de 1 000 tonnes des émissions de CO<sub>2</sub> par an.
- **Autoconsommation** : hausse de 73 % des installations photovoltaïques en toiture et ombrières de parking B2B par EDF ENR.

## Produire plus d'électricité bas carbone :

- **La production d'électricité disponible à la demande et à chaque instant est en hausse de 12 % à 259 TWh**. Avec **94 % de production décarbonée, EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de 29 gCO<sub>2</sub>/kWh** (dont 3 gCO<sub>2</sub>/kWh en France métropolitaine), en baisse de 27 % par rapport au 1er semestre 2023.
- **En France, la hausse de 19,4 TWh de la production nucléaire à 177,4 TWh** reflète la bonne performance opérationnelle, après un 1<sup>er</sup> semestre 2023 qui avait été impacté notamment par le traitement de la corrosion sous contrainte et les mouvements sociaux, avec en 2024 une meilleure maîtrise des arrêts de tranche, conduisant à une meilleure disponibilité du parc.
- **L'estimation de production nucléaire en France est attendue dans le haut de la fourchette 315-345 TWh pour 2024**, et celles de 2025 et 2026 sont confirmées dans la fourchette 335-365 TWh<sup>3</sup>.
- **La hausse de 9,9 TWh de la production hydraulique<sup>4</sup>** à 31,1 TWh s'explique par des taux de disponibilité élevés et de meilleures conditions hydrauliques.
- **La hausse de 13,1 % de production éolienne et solaire à 15,5 TWh** est due notamment aux nouvelles capacités installées qui atteignent 24,8 GW bruts (dont le parc offshore de Fécamp en France de ~500 MW). Le portefeuille de projets éoliens et solaires est également en hausse de 13%, à 111 GW bruts (dont le gain du projet Hydrom à Oman de 4,5 GW et 2,5 GW de stockage).
- **EDF a signé 5,8 Mds€ de prêts bancaires** verts dédiés au financement de l'extension de la durée de vie du parc nucléaire existant et émis avec succès une **émission obligataire verte** multi-tranches (nucléaire, renouvelables, réseaux) de 3 Mds€.
- **EDF se mobilise pour assurer la réussite des projets nucléaires** :
  - **Flamanville 3** : après le chargement du combustible réalisé en mai 2024, la divergence du réacteur est imminente et la connexion au réseau est prévue quelques semaines après.
  - **Nouveau nucléaire britannique** :
    - **Hinkley Point C** : les 3 premiers générateurs de vapeur ont été livrés.

<sup>1</sup> Contrats d'Allocation de Production Nucléaire.

<sup>2</sup> France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Hors clients B2B et clients SEI et ES.

<sup>3</sup> Estimation de production nucléaire relative au parc actuellement en service (hors Flamanville 3)

<sup>4</sup> Après déduction de la consommation du pompage, cette production est de 27,1 TWh au 1<sup>er</sup> semestre 2024 vs 18,4 TWh au 1<sup>er</sup> semestre 2023.

- **Sizewell C** : la licence de site nucléaire, nécessaire à la poursuite du projet, a été obtenue auprès de l'autorité de sûreté britannique. Framatome a signé des contrats avec Sizewell C pour les chaudières, le système commande et la fourniture du combustible.
- **EPR2** : le projet a passé un nouveau jalon : la maturité du design a été validée après une revue par des tiers. Par ailleurs, l'ensemble des autorisations environnementales nécessaires à l'implantation des 2 réacteurs sur le site de Penly ont été obtenues.
- **Nuward SMR** : évolution du projet vers un design fondé sur des briques technologiques éprouvées.
- **Arabelle Solutions** : acquisition des activités nucléaires de l'îlot conventionnel des centrales nucléaires comprenant les groupes turbo-alternateurs auprès de GE Steam Power<sup>1</sup>.

#### **Développer les réseaux pour faire face aux défis de la transition énergétique :**

- Les réseaux sont mobilisés pour la transition énergétique avec une progression de 33 % des raccordements d'installations d'énergie renouvelable. par Enedis<sup>2</sup>
- Les investissements d'Enedis, EDF SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires) et Electricité de Strasbourg sont en hausse de 9 % en lien essentiellement avec celle des raccordements et avec la transition énergétique.
- Afin d'augmenter et de sécuriser l'alimentation électrique entre la Sardaigne, la Corse et la Toscane, le remplacement de la liaison électrique a été lancé.

#### **Développer les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique via :**

- **La décarbonation des moyens thermiques flexibles :**
  - Les tests concluants pour le fonctionnement de 2 turbines à combustion avec un bioliquide durable HVO<sup>3</sup> à Vaires-sur-Marne à la place du fioul permettraient de décarboner cet outil flexible et pilotable du système électrique.
  - Le projet de centrale de Ricanto (130 MW – Corse) qui fonctionnera à la biomasse liquide en remplacement de la centrale thermique du Vazzio a obtenu les autorisations administratives.
- La hausse de + 35 % de stations de recharge pilotables gérées pour véhicules électriques.
- La croissance des contrats d'effacement B2C (+ 68 % de clients).

---

<sup>1</sup> Cf. communiqué de presse du 31 mai 2024

<sup>2</sup> Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

<sup>3</sup> Huile végétale hydrotraitée recyclée

## Chiffres clés du Groupe du premier semestre 2024

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024.

Les bons résultats du Groupe s'expliquent par une bonne performance opérationnelle avec une hausse importante de 19,4 TWh de la production nucléaire en France (vs 1<sup>er</sup> semestre 2023) dans un contexte de baisse des prix et de moindre volatilité. Cela fait suite à un premier semestre 2023 encore marqué par le phénomène de corrosion sous contrainte réduisant la disponibilité du parc nucléaire et par de forts achats d'électricité sur le marché à des prix très élevés. Ces résultats permettent une stabilisation de la dette financière nette.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60 200	75 499	(15 299)	-20,3	-20,7
EBE	18 688	16 106	2 582	16,0	15,7
Résultat d'exploitation	9 646	8 614	1 032	12,0	11,3
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	9 633	7 084	2 549	36,0	35,1
Résultat net part du Groupe	7 039	5 808	1 231	21,2	20,3
Résultat net courant <sup>(1)</sup>	8 354	6 267	2 087	33,3	32,5
Cash-flow Groupe <sup>(2)</sup>	1 853	(1 589)	3 442	n.a.	n.a.
Endettement financier net <sup>(3)</sup>	54 246	64 796	(10 550)	-16,3	n.a.

*n.a : non applicable*

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

(2) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes sur actifs dédiés, dividendes versés en numéraire (voir section 4)

(3) L'endettement financier net n'est pas défini par les normes comptables et n'apparaît pas en lecture directe dans le bilan consolidé du Groupe (voir section 4).

## 2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

### 2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie

#### Prix spot de l'électricité en Europe <sup>1</sup>

*n.d.* : données non disponibles en euros sur le site de la bourse

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2024 en base (€/MWh)	47,0	56,2	93,3	60,8
Variation 2024/2023 des moyennes en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 57,7 %	- 42,4 %	- 32,2 %	- 44,7 %
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2024 en pointe (€/MWh)	50,1	n.d.	100,2	65,1
Variation 2024/2023 des moyennes en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 58,9 %	n.d.	- 32,4 %	- 45,8 %

En **France**, les prix spot de l'électricité se sont établis en moyenne à 47,0 €/MWh en base et à 50,1 €/MWh en pointe au premier semestre 2024, en baisse respectivement de 63,9 €/MWh et 71,6 €/MWh par rapport au premier semestre 2023. Ces niveaux de prix s'expliquent principalement par la baisse des prix des commodités, notamment ceux du gaz, par une production électrique française en hausse marquée par une plus forte production nucléaire (+ 12% vs S1 2023) et par l'augmentation des productions éolienne (+ 7% vs S1 2023) et solaire (+ 5% vs S1 2023) dans un contexte où la consommation a globalement stagné. La baisse de la sollicitation des actifs thermiques (- 41% vs S1 2023), plus coûteux, est un facteur important explicatif de la baisse des prix spot. L'augmentation de la production électrique a été portée par des niveaux particulièrement élevés de production hydraulique (+ 35 % vs S1 2023), du fait d'une forte hydraulicité.

Le semestre a été marqué par des travaux de maintenance de RTE sur le réseau à partir du 5 mars qui ont limité les capacités d'interconnexion avec les pays voisins à l'est (Europe centrale, Suisse et Italie) et donc la convergence des prix spots français avec ceux de ces pays. Dans un contexte où les prix français étaient déjà souvent inférieurs à ceux de ses voisins orientaux, avec une forte production renouvelable au regard de la consommation nationale, les indisponibilités aux interconnexions à certains moments du semestre ont renforcé cette différence.

Malgré ces limitations, la France a été exportatrice nette au premier semestre (+ 42,9 TWh soit +24,7 TWh vs S1 2023<sup>2</sup>) en augmentation par rapport au premier semestre 2023 de 136%. En effet, la production électrique a augmenté pour atteindre 265,7 TWh (+ 10% vs S1 2023) alors qu'on observe une légère diminution de la demande qui s'est établie à 223,8 TWh. Cela a permis à la fois une augmentation des exports (+ 45% vs S1 2023) et une baisse des imports (- 54% vs S1 2023). Les exports se sont principalement dirigés vers la zone CWE<sup>3</sup> (15,6 TWh<sup>2</sup>), le Royaume-Uni (11,9 TWh<sup>2</sup>), l'Italie (11,0 TWh<sup>2</sup>) et la Suisse (9,1 TWh<sup>2</sup>). Les imports étaient en provenance principale d'Espagne (5,1 TWh<sup>2</sup>).

Les prix spot français ont été négatifs ou nuls sur 347 heures lors du premier semestre 2024, soit 8% du temps, contre 67 heures au S1 2023. Ces niveaux de prix s'expliquent principalement par une consommation faible combinée à une forte production éolienne et solaire notamment en milieu de journée. Le deuxième trimestre 2024 a été marqué par une forte sollicitation à la baisse du parc nucléaire français via la modulation, lorsque les centrales nucléaires baissent leur production d'électricité en infra-journalier quand la demande résiduelle est faible. La demande résiduelle est la demande adressée au parc de production pilotable, c'est-à-dire la demande nationale à laquelle la production renouvelable est soustraite. A titre d'exemple, sur la journée du 12 mai 2024, le parc nucléaire français est passé d'une puissance de 36,4 GW à 22,6 GW<sup>4</sup>. Sur ce même jour, le minimum spot horaire du semestre a été atteint à 14h, à - 87,3 €/MWh.

Ces épisodes de prix négatifs ou nuls ont été observés dans plusieurs pays européens. L'Allemagne dénombre par exemple 265 heures concernées sur le premier semestre 2024. Par ailleurs, les autres pays européens ont également profité de la baisse des prix des commodités, entraînant la baisse des prix spot partout en Europe en 2024.

<sup>1</sup> **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.

<sup>2</sup> Données issues de RTE le 17/07/2024.

<sup>3</sup> CWE : Europe centrale

<sup>4</sup> Données issues de RTE

## Prix à terme de l'électricité en Europe<sup>1</sup>

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en base sur le premier semestre 2024 (€/MWh)	77,7	89,6	100,7	83,9
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels à terme Y+1 en base sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 59,0 %	- 43,4 %	- 35,7 %	- 39,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2025 en base au 28 juin 2024 (€/MWh)	74,7	98,7	110,9	88,2
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre 2024 (€/MWh)	91,2	101,5	108,8	n.a
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels Y+1 à terme en pointe sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 69,6 %	- 52,5 %	- 39,4 %	n.a
Prix à terme du contrat annuel 2025 en pointe au 28 juin 2024 (€/MWh)	90,8	110,6	115,7	n.a

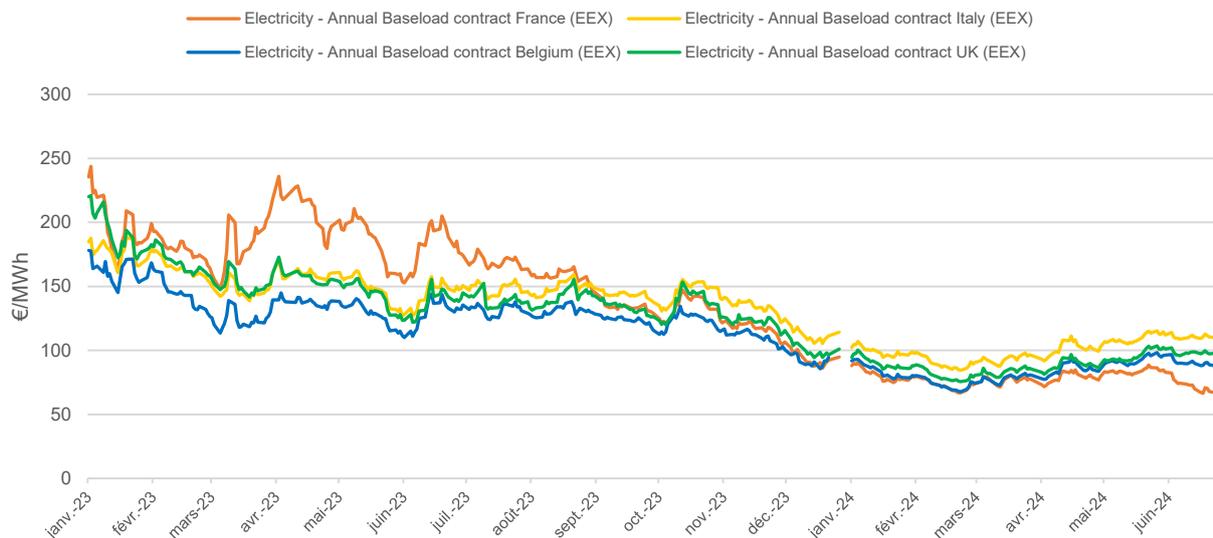
n.a. : non applicable

Partout en Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en baisse en moyenne principalement du fait de la détente des marchés des commodités (gaz, charbon, CO<sub>2</sub>) et, en particulier en France, du dégonflement de la prime de risque par rapport au premier semestre 2023.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 77,7 €/MWh au premier semestre 2024, en baisse de 59,0 % par rapport au premier semestre 2023. Le marché a intégré tout au long du semestre plusieurs facteurs : le recul des cours du gaz et du charbon, une stabilisation de la demande à un niveau inférieur à celui observé pré-crise du Covid ainsi que la remontée de la production du nucléaire. La bonne disponibilité anticipée de la production du nucléaire français participe à la baisse des prix à terme. Ces baisses significatives des prix, davantage marquées en France que pour les autres pays européens, s'expliquent également par la propagation de la forte détente observée sur le marché spot avec de nombreuses heures à prix négatifs ou nuls, particulièrement sur le deuxième trimestre 2024. Ainsi, le produit calendaire 2025 suit les mêmes évolutions que le produit 2024 reconstitué prenant en compte les prix révélés du spot pour la période écoulée et les prix à terme restants d'ici la fin de l'année. La consommation française demeure faible au regard de la production à l'approche des mois estivaux, celle-ci étant excédentaire et permettant ainsi des exportations importantes vers les pays voisins.

Les écarts de prix entre les produits à terme français et allemand se creusent sur tous les horizons, les prix français étant en deçà de ceux de l'Allemagne. Cette tendance est plus marquée sur les produits estivaux, alors que les écarts entre les deux pays restent proches de zéro sur les produits hivernaux.

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



<sup>1</sup> **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.

## Évolution du prix des certificats d'émission de CO2

Le prix du certificat d'émission pour livraison en décembre N s'est établi en moyenne à 65,7 €/t au premier semestre 2024 (-23,2% ou -19,8€/t vs S1 2023). Il a été marqué par une forte volatilité et des prix relativement bas tout au long du semestre en comparaison avec le S1 2023, s'échangeant dans une bande comprise entre 52,2 et 77,4 €/t, alors que son prix n'était pas descendu en dessous de 66,4 €/t au premier semestre 2023.

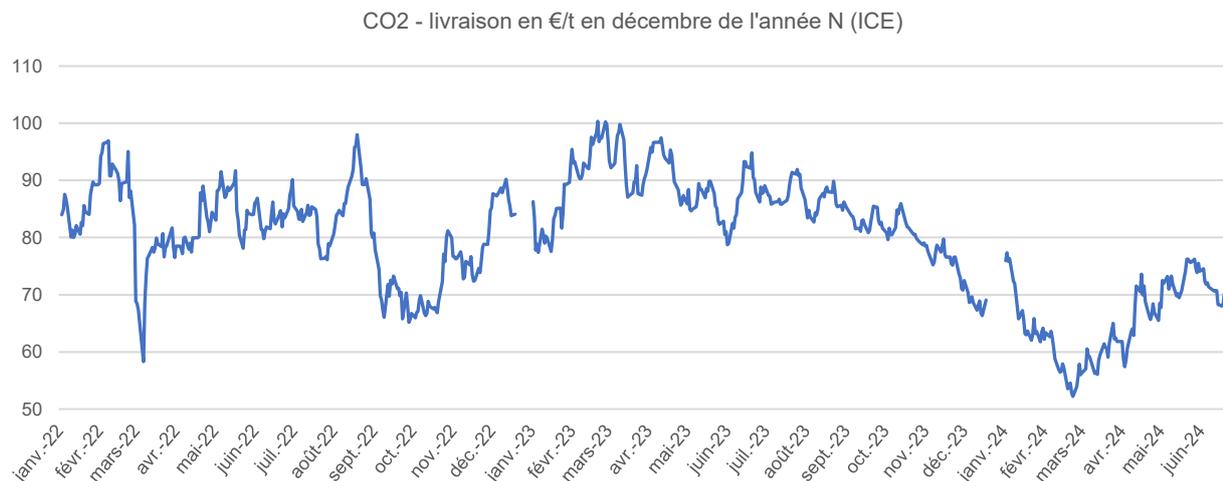
Les mois de janvier et février ont été marqués par une tendance baissière du prix du certificat d'émission, poursuivant la dynamique observée au second semestre 2023 et s'expliquant à la fois par les fondamentaux et par des prises de position d'acteurs spéculatifs. Les fondamentaux du marché du certificat ont favorisé la baisse du cours : les températures douces de l'hiver associées à des stocks hydrauliques hauts ont limité l'utilisation des actifs de productions émetteurs de CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, les annonces européennes concernant la régulation du nombre de certificats en circulation en début d'année ont encouragé les acteurs spéculatifs à différer leurs achats misant en partie sur la baisse du cours.

Un rebond a été observé à la fin du mois de février, majoritairement en réaction à la hausse des prix du gaz sur la période et à la réduction des positions courtes d'acteurs spéculatifs. L'effet sur les prix a été amplifié jusqu'à la fin du mois de mai par le nombre réduit d'enchères du fait des jours fériés de mai, réduisant l'offre par la même occasion.

Les prix sont repartis à la baisse sur le mois de juin, à la suite de deux effets conjoints :

- i) d'une part l'issue des élections européennes parlementaires qui dévoile le progrès de partis dont l'ambition climatique est moindre,
- ii) et d'autre part avec l'approche de la date du 30 juin à laquelle les états de l'UE doivent distribuer les allocations gratuites de certificats pour 2024 aux installations habilitées.

## Évolution du prix des certificats de CO<sub>2</sub> en €/t – livraisons en décembre de l'année N<sup>1</sup>



## Prix des combustibles fossiles<sup>2</sup>

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne du 1 <sup>er</sup> semestre 2024	109,3	83,4	32,8
Variation 2024/2023 des moyennes sur le 1 <sup>er</sup> semestre	- 18,2 %	+ 4,3 %	- 38,4 %
Plus haut au 1 <sup>er</sup> semestre 2024	128,0	91,2	38,6
Plus bas au 1 <sup>er</sup> semestre 2024	89,2	75,9	26,6
Prix au 28 juin 2024	114,0	86,4	37,4
Prix au 30 juin 2023	122,9	74,9	51,2

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 32,8 €/MWh, en net recul par rapport au premier semestre 2023 (- 38,4 % ou - 20,4 €/MWh vs S1 2023). La dynamique des prix du gaz à terme a été baissière les deux premiers mois de l'année 2024 puis légèrement haussière, sans toutefois atteindre les niveaux de prix observés au premier semestre 2023. Les prix ont été entraînés par des facteurs à la fois haussiers, liés à des craintes d'approvisionnement, et baissiers, en lien avec les fondamentaux rassurants en Europe. Les températures légèrement au-

<sup>1</sup> Cotation moyenne ICE du contrat annuel de la phase IV (2021-2030).

<sup>2</sup> **Charbon** : cotation moyenne ICE pour une livraison en Europe (CIF ARA) la prochaine année calendaire (en US\$/t) ;

**Pétrole** : Brent/baril de pétrole brut première référence ICE (front month - en US\$/baril) ;

**Gaz naturel** : cotation moyenne Powernext (PEG Nord - en €/MWh).

dessus des normales de saison, la sobriété pérenne, la forte production nucléaire et renouvelable et l'hydraulicité importante ont entraîné une baisse de la consommation gazière ainsi qu'un moindre soutirage des stockages, en particulier sur les mois hivernaux du semestre. L'hiver relativement doux a conduit à des stocks historiquement élevés en sortie d'hiver, ce qui leur permet de demeurer au-dessus des moyennes historiques, malgré un rythme de remplissage printanier des stocks plus lent qu'habituellement. En effet, les stocks de gaz européens ont atteint 77 % de remplissage au 30 juin, un niveau confortable compte tenu de l'objectif européen fixé à 85% au 1<sup>er</sup> novembre. Néanmoins, le semestre a été marqué par un contexte géopolitique tendu, des indisponibilités fortuites successives d'actifs gaziers et une compétition grandissante entre l'Europe et l'Asie pour le GNL, orientant les prix à la hausse à partir du début du mois de mars 2024.

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 109,3 \$/t au premier semestre 2024, en net recul par rapport au premier semestre 2023 (- 18,2 % ou - 24,3 \$/t vs S1 2023). Néanmoins, le cours du produit calendaire Y+1 a été globalement haussier sur le semestre, sans par ailleurs atteindre les niveaux de prix observés au premier semestre 2023. Les prix avaient en effet été baissiers tout au long de l'année 2023. Durant le premier semestre 2024, les prix ont été soutenus par la forte demande asiatique et ont réagi à la hausse à divers éléments conjoncturels : les prix ont augmenté fin mars lors de l'effondrement du pont de Baltimore affectant l'activité du 2<sup>ème</sup> port charbonnier des Etats-Unis. La hausse des prix a été contenue en Europe dans un contexte où les stocks de gaz et de charbon européens se sont établis à des niveaux records en sortie de l'hiver, notamment grâce à la faible sollicitation des actifs thermiques. Durant le premier trimestre 2024, les prix du charbon en Europe étaient compétitifs par rapport aux pays exportateurs de charbon comme les Etats-Unis et la Colombie, entraînant une augmentation des réexportations de charbon depuis les ports européens vers d'autres destinations. La demande en charbon, qui est restée faible en Europe, et les prix bas ont conduit les consommateurs à favoriser l'utilisation des stocks européens plutôt que les imports ; ces derniers ont atteint un niveau de 4,6 mt au 30 juin, leur niveau le plus bas depuis deux ans.

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 83,4 \$/bbl au S1 2024 (+ 4,3 % ou + 3,5 \$/bbl vs S1 2023). Le cours a reflété d'un côté les considérations macroéconomiques et le manque de dynamisme de la demande mondiale, et de l'autre, le risque géopolitique toujours présent tant au Moyen-Orient qu'en Europe. Le premier semestre 2024 a ainsi été marqué par une dynamique du cours en deux temps :

- Jusqu'à mi-avril, les risques géopolitiques ont soutenu la hausse du cours. Les tensions en Mer Rouge ont notamment conduit les cargos à éviter le Canal de Suez en passant par le Cap de Bonne Espérance afin d'éviter les attaques des rebelles houtis sur les navires, conduisant à rallonger les trajets. En Europe, le marché a réagi à des craintes d'une réduction de la production en Russie, du fait d'attaques de drones ukrainiens sur plusieurs raffineries russes en mars 2024.
- Malgré des tensions géopolitiques persistantes et des coupes de production par l'OPEP, le cours du pétrole s'est replié à partir de mi-avril. Cette baisse s'explique par des indicateurs économiques chinois décevants et des inquiétudes quant à l'inflation américaine dans un contexte de maintien de taux d'intérêt élevés. De plus, les stocks hauts de pétrole américain et la demande modérée au niveau mondial conjuguée à une production hors OPEP robuste ont également orienté le cours à la baisse.

### Évolution du prix du Brent M+1 en \$/bbl (ICE) et évolution du prix du gaz naturel PEG Nord Y+1 en €/MWg (Powernext)



## 2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

### Consommation d'électricité et de gaz en France continentale

La **consommation brute d'électricité** en France au premier semestre 2024 affiche une baisse de 2,4 TWh (-1,1 %) par rapport au premier semestre 2023. A noter que les données de mai et juin restent provisoires.

Corrigée de ses trois principaux aléas, qui représentent un volume relatif global de 3,0 TWh (hiver relativement doux : +4,6 TWh ; année bissextile : -1,4 TWh ; effacements : -0,2 TWh), la consommation semestrielle est en légère hausse.

La **consommation de gaz** au premier semestre 2024 est en baisse de 20,5 TWh (-9,4 %) par rapport au premier semestre 2023 malgré la présence d'un jour supplémentaire (29 février). La douceur relative des mois d'hiver, la persistance de prix de gros élevés et une moindre consommation dans l'industrie en sont les principaux moteurs.

### Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

La consommation d'**électricité au Royaume-Uni** a diminué d'environ 0,1 % au premier semestre 2024 par rapport au premier semestre 2023, alors que la **consommation de gaz** a augmenté de 0,7% (données non corrigées de l'effet climat). Ces évolutions se sont inscrites dans un environnement de baisse des prix de l'énergie pour les consommateurs

### Consommation d'électricité et de gaz en Italie

Au premier semestre 2024, la **consommation d'électricité** en Italie s'est établie à 151,6 TWh, en légère hausse (+1,1 %) par rapport au premier semestre 2023. Cette hausse s'explique par une reprise de la demande des consommateurs, notamment industriels, dans un contexte de baisse des prix de marché grâce à une meilleure hydraulité en 2024 qu'en 2023.

La **consommation de gaz naturel** en Italie est en baisse de 6,5 % par rapport au premier semestre 2023, du fait d'une meilleure maîtrise des pertes réseau et de la baisse des prix de marché de l'électricité, tirant à la baisse la demande en gaz des centrales de production d'électricité.

## 2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, dans une délibération du 18 janvier 2024, la CRE a proposé une augmentation moyenne HT de 0,18 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 3,55 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1<sup>er</sup> février 2024. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 29 janvier 2024. Par ailleurs, un arrêté du 25 janvier 2024 a précisé les niveaux d'accises applicables du 1<sup>er</sup> février 2024 au 31 janvier 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une augmentation moyenne TTC de 9,5 % des tarifs bleus résidentiels et de 5,7 % des tarifs bleus non résidentiels.

La CRE a publié le 15 juillet 2024 un communiqué de presse dans lequel elle indique que le ministre lui a fait part de son intention de ne pas publier au Journal Officiel de la République Française ses décisions relatives à l'évolution des grilles tarifaires au 1<sup>er</sup> août 2024 et de recourir à son délai de 2 mois lui permettant de demander de nouvelles délibérations sur l'évolution du TURPE 6. La CRE indique que, par conséquent, les évolutions tarifaires ne s'appliqueront pas au 1<sup>er</sup> août 2024. En conséquence, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) resteront inchangés à cette date.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz a été mis en place au 1<sup>er</sup> janvier 2019 (SVT Standard Variable Tariff). Suite à la forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie survenue à partir de septembre 2021, l'Ofgem a décidé en 2022 que le niveau du plafond, initialement mis à jour tous les 6 mois, serait à partir de janvier 2023 mis à jour tous les 3 mois afin de mieux refléter les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs.

Suivant les variations des prix de marché, le niveau du plafond a été augmenté de 5 % au 1<sup>er</sup> janvier 2024 (1 928 £/an) puis réduit de 12% sur le deuxième trimestre 2024, le plafond passant alors à 1 690 £/an pour un client résidentiel électricité et gaz (avec une consommation type). La baisse s'est poursuivie au 1<sup>er</sup> juillet 2024 avec une nouvelle réduction de 8% (le plafond passant alors à 1 568 £/an).

Ces niveaux de plafond sont bien inférieurs aux niveaux du 1<sup>er</sup> semestre 2023, lorsqu'il a atteint son maximum (4 279 £/an sur le premier trimestre 2023).

En 2023, face à ce niveau particulièrement élevé du plafond SVT, le gouvernement britannique avait instauré un dispositif de plafonnement des factures d'électricité et de gaz à la charge des clients résidentiels (*Energy Price Guarantee*). Ce dispositif n'a pas été activé depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023. En parallèle de ce dispositif, le gouvernement avait également mis en place un rabais unique de 400 £ sur la facture d'énergie des particuliers (*Energy Bill Support Scheme*) qui a été appliqué linéairement du 1<sup>er</sup> octobre 2022 au 31 mars 2023.

Un dispositif similaire à l'*Energy Price Guarantee* avait par ailleurs été introduit pour les clients professionnels (*Energy Bill Relief Scheme*) à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2022. Celui-ci a été remplacé par l'*Energy Bills Discount Scheme* à partir du 1<sup>er</sup> avril 2023 et jusqu'au 31 mars 2024.

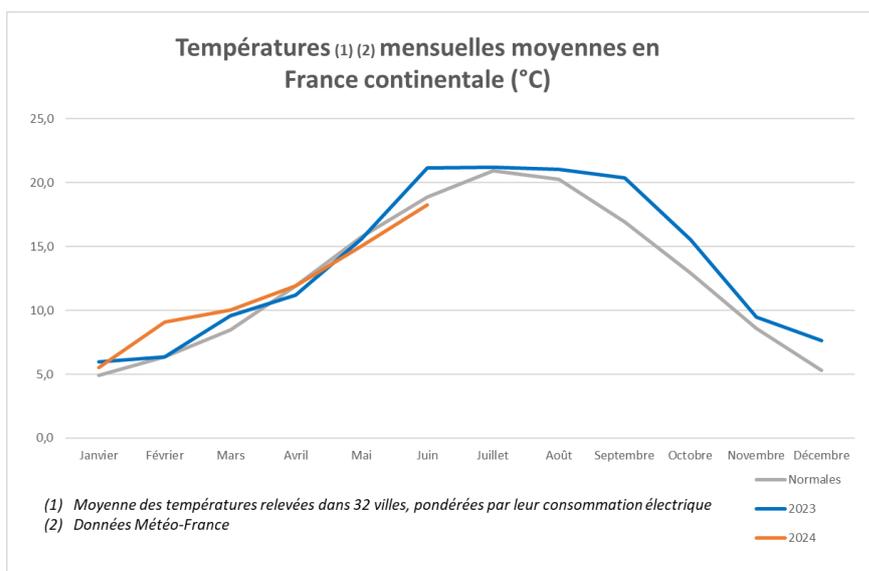
En **Italie**, le prix moyen sur le premier semestre 2024 du tarif d'électricité PUN TWA (Single National Time Weighted Average) s'est établi à un niveau de 93,4 €/MWh, en baisse de 42,9% par rapport à 2023 (136,3 €/MWh). Cette réduction

s'explique par une meilleure hydraulicité en 2024 qu'en 2023. Le prix du gaz spot a baissé de 34 % par rapport à 2023 pour s'établir à 33 c€/smc<sup>3</sup> <sup>1</sup> en raison de la baisse de la demande.

## 2.4 Conditions climatiques : températures et hydraulicité

### Températures en France

Le premier semestre 2024 a été globalement chaud (+0,6°C au-dessus des normales en moyenne), comme l'avait été le premier semestre de l'année précédente. A la maille trimestrielle, le constat est toutefois plus contrasté : le premier trimestre 2024 a été nettement plus doux que celui de 2023 avec notamment un mois de février affichant des températures très supérieures aux normales (+2,7°C) ; le deuxième trimestre 2024 a en revanche été relativement plus frais principalement à cause du mois de juin qui a perdu 2,9°C entre 2023 et 2024.

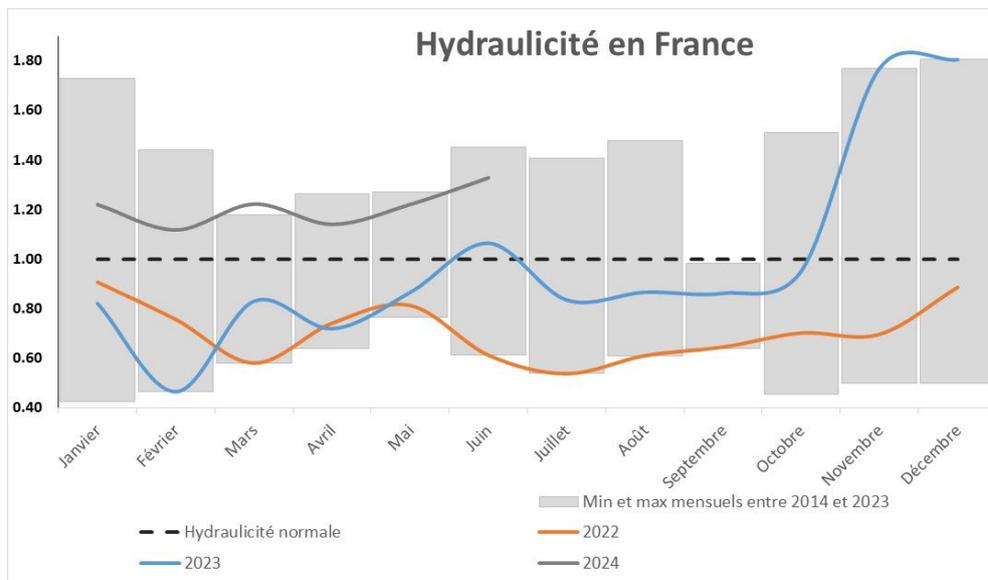


### Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

Le premier semestre 2024 a été marqué par une pluviométrie abondante sur l'ensemble du bassin EDF contrastant avec la sécheresse du premier semestre 2023. L'enneigement a été très déficitaire dans le Pyrénées sur l'ensemble du premier semestre 2024 mais tout le temps excédentaire dans les Alpes où il a atteint un maximum proche du quantile 90% autour du 2 avril.

Face aux cumuls de précipitations et au stock de neige élevé dans les Alpes, les apports hydrauliques du premier semestre 2024 ont été excédentaires par rapport à la moyenne historique (période de 1986 à 2023) avec un indice cumulé de 1,22 au niveau du périmètre EDF contre 0,83 au premier semestre 2023. Dans ces conditions, le taux de remplissage des stocks hydrauliques a atteint 84,2 % à fin juin 2024, soit 9,5 points de plus que la moyenne historique.

<sup>1</sup> 1 c€/smc<sup>3</sup> = 1 €/MWh



\*Suivi hebdomadaire du remplissage des réservoirs de l'Observatoire statistique du groupe EDF (Miréor) en énergie jusqu'à la mer

## 3 ÉVÉNEMENTS MARQUANTS

Outre les faits marquants mentionnés en section 1, un détail des événements marquants du semestre figure dans la note 2 « Synthèse des faits marquants » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024.

### 3.1 Environnement réglementaire

Les évolutions réglementaires sont détaillées dans les notes 5.1.1, 5.3 et 9 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024.

### 3.2 Gouvernement d'entreprise

L'Assemblée générale mixte annuelle d'EDF du 11 juin 2024, sur proposition du Conseil d'administration réuni le 10 juin 2024, a nommé M. Bruno EVEN en qualité d'administrateur indépendant de la société EDF en remplacement de Mme Colette LEWINER qui a fait part de son souhait de démissionner à l'issue de ladite AG.

M. Bruno EVEN est nommé pour une durée de trois ans prenant fin à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026.

## 4 ACTIVITÉ DU PREMIER SEMESTRE 2024

### 4.1 Périmètre de consolidation

Les évolutions du périmètre de consolidation sur le premier semestre 2024 sont détaillées en note 3 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024.

Ce premier semestre a été marqué par l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power) le 31 mai 2024 faisant suite à la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives.

Ce sous-groupe est consolidé par intégration globale sous la dénomination Arabelle Solutions au sein du secteur « Industrie et Services ». Ce secteur intègre ainsi les activités industrielles en lien avec la production d'équipements et la fourniture de services pour les activités nucléaires portées par les entités Framatome et Arabelle Solutions

Les flux entre la date d'acquisition et la date de clôture des comptes ne sont pas significatifs sur le résultat du Groupe.

### 4.2 Résultats du premier semestre 2024

Le chiffre d'affaires et l'EBE sont analysés par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Industrie et Services, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers). Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2024</b>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2023</b>
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>60 200</b>	<b>75 499</b>
Achats de combustible et d'énergie	(27 857)	(48 899)
Autres consommations externes <sup>(1)</sup>	(4 701)	(4 117)
Charges de personnel	(8 360)	(8 201)
Impôts et taxes	(3 062)	(2 714)
Autres produits et charges opérationnels	2 468	4 538
<b>EBE</b>	<b>18 688</b>	<b>16 106</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	696	(276)
Dotations aux amortissements	(5 772)	(5 472)
(Pertes de valeur)/reprises	(276)	(48)
Autres produits et charges d'exploitation	(3 690)	(1 696)
<b>Résultat d'exploitation</b>	<b>9 646</b>	<b>8 614</b>
Coût de l'endettement financier brut	(2 026)	(1 857)
Effet de l'actualisation	(1 288)	(1 977)
Autres produits et charges financiers	3 301	2 304
<b>Résultat financier</b>	<b>(13)</b>	<b>(1 530)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>	<b>9 633</b>	<b>7 084</b>
Impôts sur les résultats	(2 466)	(1 323)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	178	142
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>	<b>7 345</b>	<b>5 903</b>
<b>Dont Résultat net – part du Groupe</b>	<b>7 039</b>	<b>5 808</b>
<b>Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>306</b>	<b>95</b>

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

## 4.3 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 60 200 millions d'euros au premier semestre 2024, en baisse de 15 299 millions d'euros (-20,3 %) par rapport au premier semestre 2023. Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires du premier semestre 2024 est en baisse de (15 620) millions d'euros, soit -20,7 %, principalement du fait de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz.

### Évolution du chiffre d'affaires par segment

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

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation <sup>(1)</sup>	26 244	34 622	(8 378)	-24,2	-24,2
France – Activités régulées <sup>(2)</sup>	10 467	9 978	489	4,9	4,9
EDF Renouvelables	1 020	985	35	3,6	3,4
Dalkia	2 943	3 411	(468)	-13,7	-12,6
Industrie et Services	2 191	1 959	232	11,8	10,1
Royaume-Uni	9 048	12 140	(3 092)	-25,5	-28,1
Italie	7 168	9 543	(2 375)	-24,9	-24,8
Autre international	2 307	3 099	(792)	-25,6	-26,0
Autres métiers	2 730	4 655	(1 925)	-41,4	-41,4
Éliminations inter-segments	(3 918)	(4 893)	975	-19,9	-19,9
<b>Chiffre d'affaires du Groupe</b>	<b>60 200</b>	<b>75 499</b>	<b>(15 299)</b>	<b>-20,3</b>	<b>-20,7</b>

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

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

### France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France – Activités de production et commercialisation** s'élève à 26 244 millions d'euros, en baisse organique de 8 378 millions d'euros (-24,2 %).

Sur le marché Aval, la diminution des prix de marché de l'électricité entraîne une baisse de -3 579 millions d'euros du montant facturé aux clients finals<sup>1</sup>. Par ailleurs, le dispositif de bouclier tarifaire instauré fin 2022 par l'Etat a pris fin au 1er février 2024 pour l'électricité et au 1er juillet 2023 pour le gaz. Seuls les dispositifs de compensation au titre des amortisseurs et sur-amortisseurs se sont maintenus. Ainsi, la compensation relative à ces dispositifs s'est élevée au premier semestre 2024 à 1 426 millions d'euros, en baisse de -5 768 millions d'euros par rapport à l'année dernière. Ces produits liés aux compensations sont comptabilisés en Autres Produits et Charges Opérationnels (impact en EBE). Au total, la baisse des revenus du portefeuille client est de -9 253 millions d'euros.

Le climat plus doux en 2024 a un impact négatif de -436 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires lié aux ventes ARENH aux fournisseurs alternatifs est en baisse de 71 millions d'euros du fait de la baisse des volumes livrés.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en baisse de -3 789 millions d'euros, en raison d'un effet prix élevé au 1<sup>er</sup> semestre 2023 (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des produits et charges liés aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact négatif de -88 millions d'euros.

Les ventes de gaz ont un impact négatif de -210 millions d'euros, porté par la baisse des prix, partiellement compensée par des volumes vendus plus importants.

Enfin, les filiales des activités d'agrégation voient leur chiffre d'affaires baisser de -518 millions d'euros (impact limité sur l'EBE).

<sup>1</sup> Segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers.

## Bilan électrique

**En France, la hausse de 19,4 TWh de la production nucléaire à 177,4 TWh** reflète la bonne performance opérationnelle après un 1<sup>er</sup> semestre 2023 qui avait été impacté notamment par le traitement de la corrosion sous contrainte (à date, 50 des 56 réacteurs ont été contrôlés et traités) et les mouvements sociaux, avec en 2024 une meilleure maîtrise des arrêts de tranche, conduisant à une meilleure disponibilité du parc

**La hausse de 9,1 TWh de la production hydraulique brute en France<sup>1</sup>** à 28,5 TWh s'explique par de meilleures conditions hydrauliques (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et hydraulicité »).

Enfin, en conséquence de spreads en baisse, les centrales thermiques ont été sollicitées à hauteur de 1,5 TWh, soit 2,4 TWh de moins qu'au premier semestre 2023.

Les volumes vendus aux clients finals sont en baisse de -2,2 TWh (hors effet du climat), la consommation unitaire étant par ailleurs stable par rapport au premier semestre de 2023. L'impact du climat est estimé à -2,7 TWh, porté par un premier semestre 2024 plus doux que le premier semestre 2023.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 39,7 TWh, alors qu'il était également vendeur net au premier semestre 2023 à hauteur de 8,7 TWh.

## France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 10 467 millions d'euros, en hausse organique de 489 millions d'euros, (+ 4,9%) par rapport au premier semestre 2023.

La hausse du chiffre d'affaires d'Enedis<sup>2</sup> de 488 millions d'euros est liée essentiellement à un effet prix favorable (+ 595 millions d'euros) du fait notamment de l'évolution de l'indexation du TURPE 6.

## EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires **d'EDF Renouvelables** s'élève à 1 020 millions d'euros, en hausse organique de 33 millions d'euros (+3,4 %) par rapport à 2023 portée par la production des parcs en exploitation. Les volumes produits contribuant au chiffre d'affaires s'élèvent à 12,4 TWh à fin juin 2024, en hausse de 9,7 % par rapport à juin 2023. L'impact positif des mises en services réalisées en 2023 et 2024 est atténué par des conditions de vent et d'ensoleillement défavorables et la baisse des prix.

## Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 2 943 millions d'euros, en baisse organique de 429 millions d'euros (-12,6%) par rapport à juin 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse de 44% du prix du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production au premier semestre 2023 sans équivalent au premier semestre 2024.

## Industrie et Services

Le segment **Industrie et Services** intègre les activités du sous-groupe Framatome et celles des activités nucléaires de GE Vernova, acquises le 31 mai 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 2 191 millions d'euros, en hausse organique de 197 millions d'euros (+10,1%) par rapport à juin 2023.

## Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 9 048 millions d'euros, en baisse organique de 3 415 millions d'euros (-28,1 %) par rapport au premier semestre 2023.

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

## Italie

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** s'élève à 7 168 millions d'euros, en baisse organique de 2 363 millions d'euros (-24,8 %) par rapport au premier semestre 2023, dans un contexte général de baisse des prix de marchés.

## Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 2 307 millions d'euros, en baisse organique de 805 millions d'euros (-26,0%) par rapport au premier semestre 2023.

**En Belgique<sup>3</sup>**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de 842 millions d'euros (-32,0 %) par rapport au premier semestre

<sup>1</sup> Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 24,5 TWh au premier semestre 2024 (16,6 TWh au premier semestre 2023).

<sup>2</sup> Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

<sup>3</sup> La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium.

2023. Cette évolution résulte de la baisse des prix de vente de l'électricité et du gaz.

**Au Brésil**, le chiffre d'affaires est globalement stable avec une hausse organique de 6 millions d'euros (+1,8 %).

## Autres métiers

Les **Autres métiers** regroupent notamment EDF Trading et les activités gazières.

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 2 730 millions d'euros, en baisse organique de 1 925 millions d'euros (-41,4%) par rapport au premier semestre 2023.

Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 1 480 millions d'euros, en baisse organique de 831 millions d'euros (-36,0%) par rapport au premier semestre 2023. Cette évolution s'explique par une baisse des prix de marché de gros du gaz depuis deux ans.

Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 1 130 millions d'euros, en baisse organique de 1 103 millions d'euros (-49,4%) par rapport à fin juin 2023 dans un contexte de normalisation des conditions de marchés. Ce résultat est supérieur aux performances des années 2021 et précédentes, traduisant la robustesse et la diversification des activités d'EDF Trading.

## 4.4 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

La bonne performance opérationnelle qui se traduit par une hausse de la production nucléaire et hydraulique en France explique la progression de l'EBE de 2 582 millions d'euros pour atteindre 18 688 millions d'euros, malgré une baisse rapide des prix de marché déjà enclenchée. Les activités de services et les renouvelables dans le reste de l'Europe contribuent à la progression de l'EBE

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une augmentation organique de +2 530 millions d'euros (+15,7%).

La baisse des prix de marché se traduira par un recul significatif de l'EBE au 2<sup>ème</sup> semestre 2024 par rapport à celui de 2023.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>60 200</b>	<b>75 499</b>	<b>(15 299)</b>	<b>-20,3</b>	<b>-20,7</b>
Achats de combustible et d'énergie	(27 857)	(48 899)	21 042	-43,0	-43,5
Autres consommations externes	(4 701)	(4 117)	(584)	14,2	13,6
Charges de personnel	(8 360)	(8 201)	(159)	1,9	1,6
Impôts et taxes	(3 062)	(2 714)	(348)	12,8	12,7
Autres produits et charges opérationnels	2 468	4 538	(2 070)	-45,6	-45,8
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)</b>	<b>18 688</b>	<b>16 106</b>	<b>2 582</b>	<b>16,0</b>	<b>15,7</b>

*n.a. : non applicable*

### Analyse de l'EBE Groupe

Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 27 857 millions d'euros au premier semestre 2024, en baisse organique de 21 269 millions d'euros (- 43,5 %) par rapport au premier semestre 2023.

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustible et d'énergie sont en baisse organique de 11 472 millions d'euros en raison de la forte baisse des volumes des achats d'énergie du fait de l'amélioration de la production nucléaire et hydraulique.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, les achats de combustible et d'énergie sont en baisse organique de 1 408 millions d'euros, portée par la baisse des prix des achats d'énergie pour les pertes, achetées à terme.
- En **Italie**, les achats de combustible et d'énergie sont en baisse organique de 2 629 millions d'euros en raison de la baisse des prix.
- Au **Royaume-Uni**, la baisse organique des achats de combustible et d'énergie de 3 626 millions d'euros (-41,1%) est principalement liée à l'impact de la baisse des prix de marché.

Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 4 701 millions d'euros, en hausse organique de 560 millions d'euros (+ 13,6 %) par rapport au premier semestre 2023. Cette évolution reflète notamment les achats liés au développement des activités de services et de maintenance des centrales de production.

**Les charges de personnel du Groupe** s'établissent à 8 360 millions d'euros, en hausse organique de 135 millions d'euros (+ 1,6%) en lien essentiellement avec les mesures salariales et avec la hausse des effectifs sur l'ensemble des segments.

**Les impôts et taxes** s'élèvent à 3 062 millions d'euros, en hausse organique de 345 millions d'euros (+ 12,7 %) par rapport au premier semestre 2023.

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse organique de 116 millions d'euros (+ 6,7 %) est principalement due à la hausse des taux de la taxe foncière et de la Contribution Economique et Territoriale.
- Au **Royaume-Uni**, les impôts et taxes sont en hausse organique de 389 M€ (+ 648%) en lien principalement avec la mise en place de *l'Electricity Generation Levy* sur les revenus de la production nucléaire.

Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 2 468 millions d'euros, en baisse organique de 2 079 millions d'euros par rapport au premier semestre 2023.

- Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de 1 827 millions d'euros est essentiellement liée à la baisse de la compensation CSPE, conséquence de la fin du dispositif de bouclier tarifaire à compter de février 2024. La baisse en lien avec la fin du dispositif étant partiellement compensée par la hausse du soutien aux obligations d'achats.
- Sur le segment **France - Activités régulées**, la baisse organique de 116 millions d'euros (- 15,0 %) s'explique principalement par les pénalités à verser aux clients pour coupures au titre des tempêtes de fin d'année en France, ainsi qu'à l'augmentation des sorties d'immobilisations.
- **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 93 millions d'euros (+ 58,9 %) principalement liée à des opérations d'échange d'actifs au Brésil.

## Évolution de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	10 311	8 641	1 670	19,3	19,3
France - Activités régulées	2 822	1 176	1 646	140,0	140,0
EDF Renouvelables	574	433	141	32,6	32,6
Dalkia	230	220	10	4,5	5,0
Industrie et Services	101	110	(9)	-8,2	-5,5
Royaume-Uni	1 989	2 266	(277)	-12,2	-15,2
Italie	993	828	165	19,9	21,5
Autre international	455	508	(53)	-10,4	-10,8
Autres métiers	1 213	1 924	(711)	-37,0	-37,0
<b>EBE GROUPE</b>	<b>18 688</b>	<b>16 106</b>	<b>2 582</b>	<b>16,0</b>	<b>15,7</b>

*n.a. : non applicable*

### France - Activités de production et commercialisation

La hausse de l'EBE s'explique par la progression de la production nucléaire et de la production hydraulique qui a un effet favorable estimé à respectivement 1,5 milliard d'euros et 0,8 milliard d'euros.

Par ailleurs, la baisse des prix de vente a un impact estimé à -8,1 milliards d'euros. Elle s'explique notamment par un prix de marché moyen à terme pour 2024 des 2 années précédentes de 178 €/MWh versus 218 €/MWh pour 2023 et un prix de l'écrêtement ARENH de 102 €/MWh pour 2024 versus 410 €/MWh pour 2023.

La baisse des prix de marché sur les achats nets réalisés dans un contexte de hausse de la production nucléaire représente un effet positif estimé à 7,8 milliards d'euros. Cet effet devrait être très limité pendant le 2<sup>ème</sup> semestre.

## France - Activités régulées<sup>1</sup>

La hausse de l'EBE s'explique principalement par un effet prix positif estimé à 1,9 milliard d'euros, en raison d'achats des pertes effectués à des prix de marché moins élevés qu'en 2023 (1,3 milliard d'euros) et de l'évolution du TURPE<sup>2</sup> (0,5 milliard d'euros).

La baisse des volumes acheminés hors effet climat de 0,6 TWh, a un impact limité en EBE.

## EDF Renouvelables

L'EBE production de EDF Renouvelables progresse grâce à la hausse des volumes produits de 9,7 % provenant des mises en service de parcs réalisées malgré des conditions de vent et d'ensoleillement moins favorables en France et des prix en baisse. Par ailleurs, la hausse de l'EBE s'explique par la rotation du portefeuille, avec notamment des cessions de parc aux Etats-Unis et au Brésil.

## Dalkia

L'augmentation de l'EBE de Dalkia s'explique par la performance des activités commerciales notamment en France dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation. En revanche, les ventes d'électricité des installations de cogénération sont en recul par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2023.

## Industrie et Services

Le segment **Industrie et Services** intègre les activités du sous-groupe Framatome et celles des activités nucléaires de GE Vernova, acquises le 31 mai 2024.

Les projets liés au nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni expliquent la hausse de l'EBE.

Les prises de commande s'établissent à environ 15,2 milliards d'euros à fin juin 2024, en nette hausse versus fin 2023 notamment grâce aux projets nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni, notamment le projet Sizewell C.

Avec TechnicAtome, Framatome a acquis Vanatome (Daher Valves) qui assure la conception, la fabrication et la qualification de vannes et robinets pour le nucléaire et la défense.

## Royaume-Uni

Le recul de l'EBE s'explique en particulier par une baisse des marges dans les segments des clients résidentiels et petites entreprises. En effet, le 1<sup>er</sup> semestre 2023 avait bénéficié d'un recouvrement exceptionnel d'une partie des coûts supportés lors de la crise de l'énergie.

La performance opérationnelle a été solide pour l'activité de production avec une baisse limitée à 0,1 TWh de la production nucléaire à 18,1 TWh malgré les arrêts fortuits de Heysham 1 et Hartlepool. L'optimisation des arrêts planifiés et des prix nucléaires réalisés plus élevés ont permis de compenser en grande partie l'impact de ces arrêts.

## Italie

La hausse de l'EBE s'explique, dans les activités de production d'électricité, par la croissance des activités renouvelables et en particulier une hausse de la production hydraulique grâce à des conditions d'hydraulicité exceptionnelles.

Les activités gaz bénéficient des bonnes performances d'optimisation du portefeuille de contrats gaz long terme.

Dans les activités de commercialisation, la croissance du portefeuille clients explique l'amélioration de l'EBE.

## Autre international

En **Belgique**<sup>3</sup>, la baisse de l'EBE s'explique essentiellement par une baisse des prix, malgré une meilleure production nucléaire (+11 %) après une année 2023 marquée par l'arrêt de la centrale de Chooz, ainsi qu'une progression de la production hydraulique (+32 %). De plus, les refacturations de la hausse des coûts relatifs aux déchets nucléaires de 2023 sont sans équivalent en 2024.

Au **Brésil**, l'EBE est en légère baisse du fait de l'indexation du prix de -4% du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2023, malgré une hausse des revenus des services système.

## Autres métiers

La hausse de l'EBE des **activités gazières** pour 271 millions d'euros s'explique par une amélioration des marges des actifs gaziers du Groupe dans l'activité de stockage et de vente de gaz, malgré une moindre activité du terminal de Dunkerque.

L'EBE d'**EDF Trading** est en baisse de 981 millions d'euros dans un contexte de recul des prix et des volatilités sur les marchés de gros.

<sup>1</sup> Activités régulées comprenant Enedis, ÉS et les activités insulaires

<sup>2</sup> Indexation du TURPE 6 distribution de +6,51 % au 1<sup>er</sup> août 2023.

<sup>3</sup> Luminus et EDF Belgium

## 4.5 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 9 646 millions d'euros au premier semestre 2024, en hausse de 1 032 millions d'euros (977 millions d'euros en organique) par rapport au premier semestre.

<i>(en millions d'euros)</i>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2024</b>	<b>1<sup>er</sup> semestre 2023</b>	<b>Variation en valeur</b>	<b>Variation en %</b>
<b>EBE</b>	<b>18 688</b>	<b>16 106</b>	<b>2 582</b>	<b>16.0</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	696	(276)	972	n.a.
Dotations aux amortissements *	(5 772)	(5 472)	(300)	5,5
(Pertes de valeur) / reprises	(276)	(48)	(228)	n.a.
Autres produits et charges d'exploitation	(3 690)	(1 696)	(1 994)	n.a.
<b>RÉSULTAT D'EXPLOITATION</b>	<b>9 646</b>	<b>8 614</b>	<b>1 032</b>	<b>12,0</b>

*n.a. : non applicable*

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

### ***Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading***

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* augmentent fortement, à hauteur de 972 millions d'euros, du fait notamment du dénouement de positions latentes 2023, malgré un contexte de recul des prix et de la volatilité des marchés de commodités.

### ***Pertes de valeur/reprises***

Les pertes de valeur enregistrées au premier semestre 2024 s'élèvent à 276 millions d'euros et portent principalement sur les actifs de Nuward (Smal Modular reactors), le projet de développement de petit réacteur modulaire (SMR) du Groupe EDF. En effet, à l'issue des travaux d'ingénierie et d'analyse du marché menés au 1<sup>er</sup> semestre, Nuward a décidé de faire pivoter le projet vers une nouvelle orientation basée sur un nouveau design s'appuyant sur des briques technologiques éprouvées et plus en adéquation avec les conditions de marché.

### ***Autres produits et charges d'exploitation***

Les autres produits et charges d'exploitation sur le premier semestre 2024 correspondent à une charge nette de 3 690 millions d'euros, en augmentation de 1 994 millions d'euros par rapport au premier semestre 2023.

Cette variation est principalement due, sur le segment France – Activités de production et commercialisation, aux dotations complémentaires liées aux provisions pour gestion du combustible usé en France et à la dépréciation des coûts immobilisés au titre de la révision du scénario des coûts d'entreposage des combustibles usés de (3 203) millions d'euros. Sur le segment Italie, une provision complémentaire de (379) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI a été dotée.

## 4.6 Résultat financier

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(2 026)	(1 857)	(169)	9,1
Effet de l'actualisation	(1 288)	(1 977)	689	-34,9
Autres produits et charges financiers	3 301	2 304	997	43,3
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(13)</b>	<b>(1 530)</b>	<b>1 517</b>	<b>-99,2</b>

Le résultat financier représente une charge de 13 millions d'euros, en nette amélioration de 1 517 millions d'euros par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2023 en raison de :

- la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés avec un rendement de 5,5 % (comme au 1<sup>er</sup> semestre 2023), permise par l'évolution favorable des marchés financiers, et en particulier des marchés actions, contribuant à l'amélioration des autres produits et charges financiers de 997 millions d'euros ;
- la baisse de la charge de désactualisation de 689 millions d'euros, principalement liée à la hausse de 10 points de base du taux réel d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2024. Il était resté stable au 1<sup>er</sup> semestre 2023 ;
- la hausse de 169 millions d'euros du coût de l'endettement financier brut modérée par la gestion active de la dette, dans un contexte de hausse des taux d'intérêt.

Le résultat financier courant s'établit à (1 678) millions d'euros, contre (2 937) millions d'euros au premier semestre 2023, en hausse de 1 259 millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

## 4.7 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à 2 466 millions d'euros au 30 juin 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,6 % (contre une charge de 1 323 millions d'euros au 30 juin 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 18,7 %).

La variation de (1 143) millions d'euros est notamment liée à l'augmentation de 2 549 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de (658) millions d'euros.

Elle est également expliquée par l'absence de nouvelle reconnaissance majeure d'impôts différés actifs au 1<sup>er</sup> semestre 2024 dans la mesure où, au 31 décembre 2023, l'actif d'impôts différés constaté au titre de la perte réalisée en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France avait été intégralement reconnu pour 6 103 millions d'euros. Au 30 juin 2023, une reconnaissance partielle d'impôts différés sur ce déficit fiscal avait été constatée à hauteur de 385 millions d'euros. Au 30 Juin 2024, il n'y a pas d'évènement qui remettrait en cause la reconnaissance intégrale de cet actif sur un horizon de 10 ans.

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 25,0 % au 30 juin 2024 contre un taux de 18,9 % au 30 juin 2023.

## 4.8 Résultat net

Le résultat net courant s'élève à 8 354 millions d'euros. La hausse de 2 087 millions d'euros reflète notamment la forte croissance de l'EBE diminuée de la charge d'impôt.

Le résultat net part du Groupe s'élève à 7 039 millions euros, en progression de 1 231 millions d'euros. Outre la forte augmentation du résultat net courant, la variation s'explique notamment par les éléments après impôt suivants :

- la nouvelle estimation des coûts prévisionnels d'entreposage des combustibles usés en France pour 2 376 millions d'euros ;
- la variation de juste valeur des titres de dettes et de capitaux propres pour (360) millions d'euros ;
- la variation de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières pour (729) millions d'euros
- la variation des pertes de valeur et dépréciations financières pour 422 millions d'euros
- la provision pour risque dans le cadre de la renégociation d'un avenant à l'accord traitement-recyclage avec Orano pour (761) millions d'euros en 2023, sans équivalent en 2024.

## 5 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRÉSORERIE ET INVESTISSEMENTS

La variation de l'endettement financier net est détaillée dans le tableau ci-dessous.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %
<b>EBE</b>	<b>18 688</b>	<b>16 106</b>	<b>2 582</b>	<b>16,0</b>
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 045)	2 011	(3 056)	n.a.
<b>EBE Cash</b>	<b>17 643</b>	<b>18 117</b>	<b>(474)</b>	<b>-2,6</b>
Variation du besoin en fonds de roulement net	(706)	(8 020)	7 314	-91,2
Investissements nets <sup>(1)</sup>	(11 055)	(9 141)	(1 914)	20,9
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	(1)	38	(39)	n.a.
<b>Cash-flow généré par les opérations <sup>(2)</sup></b>	<b>5 881</b>	<b>994</b>	<b>4 887</b>	<b>x 4,92</b>
Cessions d'actifs	-	(3)	3	100
Impôt sur le résultat payé	(2 094)	(1 125)	(969)	86,1
Frais financiers nets décaissés	(1 327)	(1 083)	(244)	22,5
Actifs dédiés	129	118	11	9,3
Dividendes versés en numéraire	(736)	(490)	(246)	50,2
<b>Cash-flow Groupe <sup>(3)</sup></b>	<b>1 853</b>	<b>(1 589)</b>	<b>3 442</b>	<b>n.a.</b>
Emissions TSDI	-	1 377	(1 377)	-100
Rachats TSDI	(1 250)	(1 371)	121	-8,8
Autres variations monétaires	(190)	(137)	(53)	38,7
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change</b>	<b>413</b>	<b>(1 720)</b>	<b>2 133</b>	<b>n.a.</b>
Effet de la variation de change	(184)	(176)	<b>(8)</b>	<b>4,5</b>
Autres variations non monétaires	(94)	1 600	(1 694)	n.a.
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies</b>	<b>135</b>	<b>(296)</b>	<b>431</b>	<b>n.a.</b>
<b>(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Endettement financier net ouverture</b>	<b>54 381</b>	<b>64 500</b>	<b>(10 119)</b>	<b>-15,7</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE</b>	<b>54 246</b>	<b>64 796</b>	<b>(10 550)</b>	<b>-16,3</b>

n.a. non applicable

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

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions Groupe), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

(3) Le cash-flow Groupe ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Il est égal au cash-flow généré par les opérations définis en note (2) après cessions d'actifs, impôt sur le résultat payé, frais financiers nets décaissés, dotations nettes aux actifs dédiés et dividendes versés en numéraire.

## 5.1 Endettement financier net

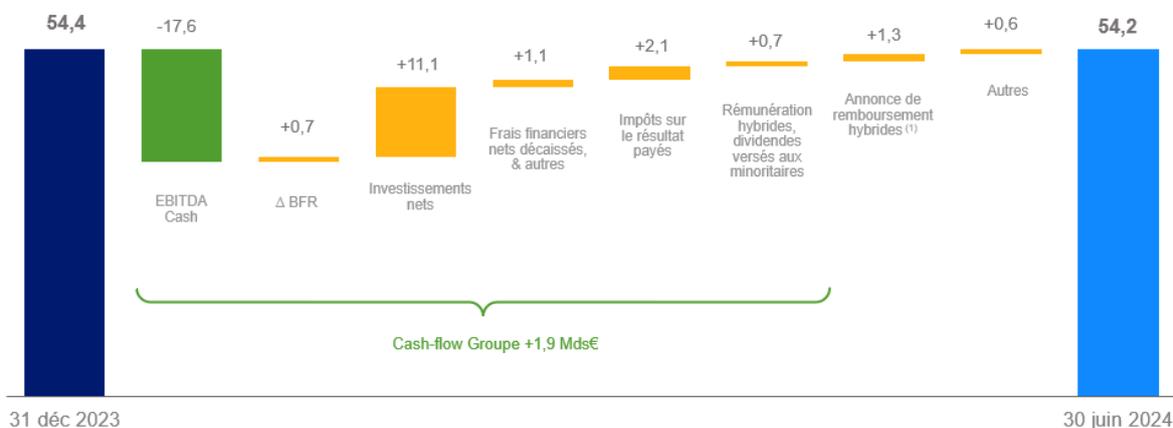
L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles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

L'endettement financier net atteint 54 246 millions d'euros, stable par rapport à fin 2023. L'impact favorable du cash-flow positif est presque compensé par l'annonce du remboursement de l'obligation hybride émise en octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et du remplacement de son *equity content* par l'augmentation de capital résultant de la conversion des Océane en 2023<sup>1</sup>.

Les émissions obligataires réalisées pendant le 1<sup>er</sup> semestre pour un montant d'environ 5,5 milliards d'euros, la baisse du niveau de la dette court terme et les remboursements anticipés de prêts bancaires permettent un allongement de la maturité de la dette financière à 12,1 ans à fin juin 2024 (vs 11 ans à fin 2023) et la maîtrise du coût du financement dans un contexte de hausse des taux.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	86 372	93 717	(7 345)	-7,8
Dérivés de couvertures des dettes	(1 381)	(1 445)	64	-4,4
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 238)	(8 074)	(1 164)	14,4
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(21 478)	(19 314)	(2 164)	11,2
Dérivés macro- couverture sur titres de dettes liquides	(29)	(88)	59	-67,0
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>	<b>54 246</b>	<b>64 796</b>	<b>(10 550)</b>	<b>-16,3</b>

En milliards d'euros



(1) Annonce du remboursement le 5 juillet 2024 de l'obligation hybride émise en octobre 2018 pour un montant total de 1,25 milliard d'euros et du remplacement de son *equity content* par l'augmentation de capital résultant de la conversion des Océane en 2023.

<sup>1</sup> Cf. communiqué de presse du 5 juin 2024. L'annonce du remboursement d'obligations hybrides qui a été effectué le 5 juillet 2024, entraîne un reclassement de l'hybride des capitaux propres en autres dettes financières au 30 juin 2024.

## 5.2 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à 1,9 milliard d'euros versus (1,6) milliard d'euros au 1<sup>er</sup> semestre 2023. Il s'explique par un EBE cash de 17,6 milliards d'euros dû à une bonne performance opérationnelle malgré la baisse des prix de marché.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 0,7 milliard d'euros dont :

- 3,8 milliards d'euros liés essentiellement à la hausse de la créance CSPE dans un contexte de baisse des prix de marché entraînant une hausse du soutien aux producteurs d'énergies renouvelables
- (3,8) milliards d'euros liés à la baisse des prix sur les créances clients en France.

L'impact de l'activité d'optimisation/trading est neutre.

Ce cash-flow permet de financer des investissements nets de 11,1 milliards d'euros, en hausse de 1,9 milliard d'euros en raison notamment des projets de nouveau nucléaire, dont Hinkley Point C, du développement et du renforcement des réseaux et de la maintenance du parc nucléaire. Par ailleurs, le rachat des activités nucléaires de GE Steam Power (Arabelle Solutions) et des 5% d'Assystem dans le capital de Framatome ont un impact sur la hausse des investissements pour un montant total de 0,9 milliard d'euros.

### Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions) s'élèvent à 11 055 millions d'euros, en hausse de 1 914 millions d'euros par rapport à 2023.

(en millions d'euros)	1 <sup>er</sup> semestre 2024	1 <sup>er</sup> semestre 2023	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	4 615	3 185	1 430	45%
France - Activités régulées	2 721	2 489	232	9%
EDF Renouvelables	1 075	1 300	(225)	-17%
Dalkia	107	93	14	15%
Industrie et Services	(113)	116	(229)	-197%
Royaume-Uni	2 222	1 803	419	23%
Italie	213	167	46	28%
Autre international	164	(24)	188	-783%
Autres métiers	51	12	39	325%
<b>INVESTISSEMENTS NETS</b>	<b>11 055</b>	<b>9 141</b>	<b>1 914</b>	<b>21%</b>

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 1 430 millions d'euros, principalement du fait de l'acquisition des activités nucléaire de GE Steam Power, du rachat des parts d'Assystem dans Framatome et de la montée en puissance du projet EPR 2.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** sont en hausse de 232 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements.

Au **Royaume-Uni**, la hausse des investissements nets de 419 millions d'euros traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

Les investissements d'**EDF Renouvelables** sont en baisse de 225 millions d'euros, en particulier en raison de moindres développements au Brésil, en Amérique du Nord, en Chine, en France et au Royaume-Uni.

En **Italie**, les investissements nets sont en hausse de 46 millions d'euros principalement dans les activités renouvelables.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** est principalement liée à de nouveaux développements en Asie et en Amérique du Nord.

### Actifs dédiés

Conformément à la loi 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 (voir section 7.1 « Informations générales concernant la Société » du Document d'enregistrement universel 2023).

D'une manière générale, les flux sur actifs dédiés correspondent :

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- aux réinvestissements des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;

- 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 retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin juin 2024, les flux nets de 129 millions d'euros correspondent aux deuxième et troisième catégories décrites ci-dessus.

### *Dividendes versés en numéraire*

A fin juin 2024, EDF a versé 736 millions d'euros au titre :

- de la rémunération aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée (307 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (429 millions d'euros)

## 5.3 Autres variations non monétaires

**L'effet de change** a un impact défavorable de (184) millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, résultant de l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro<sup>1</sup>.

Les **autres variations non monétaires** s'élèvent à (94) millions d'euros à fin juin 2024 contre 1 600 millions à fin juin 2023. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16) et des intérêts courus sur les dettes financières. Elles comprenaient également, en 2023, la conversion en action des obligations OCEANE par l'Etat français.

## 6 PERSPECTIVES FINANCIÈRES

### Perspectives 2024

- EBE attendu en recul par rapport à 2023 du fait de la baisse rapide des prix de marché
- Production nucléaire en France attendue dans le haut de la fourchette 315-345 TWh<sup>2</sup>

### Objectifs 2026<sup>3</sup>

- Endettement financier net / EBE :  $\leq 2,5x$
- Dette économique ajustée / EBE ajusté<sup>4</sup> :  $\leq 4x$

<sup>1</sup> Appréciation de 2,68% de la livre sterling face à l'euro : 1,1815€/£ au 30 juin 2024 et 1,1507 €/£ au 31 décembre 2023 ; Appréciation de 3,22% du dollar américain face à l'euro : 0,9341€/€ au 30 juin 2024 et 0,9050€/€ au 31 décembre 2023.

<sup>2</sup> Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2024 et d'une hypothèse de production nucléaire en France relative au parc actuellement en service (hors Flamanville 3) de 315 - 345 TWh en 2024 et 335 - 365 TWh en 2025 et 2026

<sup>3</sup> Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2024 et d'une hypothèse de production nucléaire en France relative au parc actuellement en service (hors Flamanville 3) de 315 - 345 TWh en 2024 et 335 - 365 TWh en 2025 et 2026.

<sup>4</sup> Ratio à méthodologie S&P constante

## 7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

### 7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

La présente section expose la politique et les principes en matière de gestion des risques financiers du Groupe définis dans le cadre stratégique de gestion financière (liquidité, change, taux d'intérêt, actions) et de la politique de gestion du risque de contrepartie Groupe mise en place par EDF. Ces principes sont applicables à EDF et aux seules filiales contrôlées opérationnellement ou qui ne bénéficient pas, par la loi, de garanties spécifiques d'indépendance de gestion tels qu'Enedis. Conformément à la norme IFRS 7, les paragraphes suivants décrivent la nature des risques découlant des instruments financiers en s'appuyant sur des analyses de sensibilité et les risques de crédit (contrepartie).

Une structure indépendante, le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattachée à la Direction des Risques Groupe est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière. Elle a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

Le département CRFI produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques concernant les activités de la salle des marchés financiers d'EDF SA.

Des audits internes réguliers s'assurent de la mise en place effective des contrôles et de leur efficacité.

#### *Position de liquidité et gestion du risque de liquidité*

##### Position de liquidité

Les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 30 717 millions d'euros au 30 juin 2024, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 13 641 millions d'euros.

Au 30 juin 2024, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 18 824 millions d'euros, dont 3 801 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 1 101 millions d'euros au titre des appels de marge sur dérivés et sur mises en pensions de titres) et la dette liée à l'obligation locative. Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessous.

Au 30 juin 2024, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses financements externes.

##### Gestion du risque de liquidité

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. Le Groupe a ainsi réalisé sur le premier semestre 2024 :

Le 15 avril 2024, une émission obligataire senior de 2,1 milliards de dollars U.S. en 3 tranches :

- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 5,650 %,
- Obligation de 650 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,950 %,
- Obligation de 750 millions de dollars U.S., d'une maturité de 40 ans avec un coupon fixe de 6,000 %.

Le 13 mai 2024, une émission de 750 millions de dollars canadiens en 2 tranches d'obligations senior :

- Obligation de 350 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,3749 %,
- Obligation de 400 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,777 %.

Le 13 mai 2024, la signature de prêts bancaires verts dédiés au financement du parc nucléaire existant pour un montant d'environ 5,8 milliards d'euros.

Le 11 juin 2024, une émission de 3 milliards d'euros en 3 tranches d'obligations senior vertes :

- Obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 4,125 %,
- Obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 %,
- Obligation de 1,25 milliard d'euros d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,750 %.

Par ailleurs, le 5 juin 2024, EDF a annoncé l'exercice de l'option de remboursement anticipé à la main d'EDF des Obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros (ISIN FR0013367612). Ces obligations ont fait l'objet d'un remboursement le 5 juillet 2024.

Enfin, EDF a remboursé de façon anticipée une partie de ses prêts bancaires, soit environ 4,3 milliards d'euros sur le premier semestre 2024.

Au 30 juin 2024, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit<sup>1</sup> :

30 juin 2024 <i>(en millions d'euros)</i>	Instruments de couverture <sup>(1)</sup>			Garanties données sur emprunts
	Dettes	Swaps de taux	Swaps de change	
< 1 an	22 054	143	(291)	71
1 à 5 ans	32 954	(186)	(1 220)	740
> 5 ans	86 660	29	(3 708)	464
<b>TOTAL</b>	<b>141 668</b>	<b>(14)</b>	<b>(5 219)</b>	<b>1 275</b>
<i>dont remboursement du nominal</i>	<i>86 372</i>			
<i>dont charges d'intérêts</i>	<i>55 296</i>			

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

Pour gérer le risque de liquidité, différents leviers spécifiques sont utilisés :

- le *cash pooling* qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (Negotiable EUROpean Commercial Paper) et US CP (US Commercial Paper). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 12 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars pour les US CP ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 30 juin 2024, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 3 703 millions d'euros de NEU CP et 100 millions de dollars US sur le programme US CP.

EDF a accès aux principaux marchés obligataires mondiaux, à savoir :

- le marché européen via son programme EMTN (Euro Medium Term Notes, plafond actuel à 50 milliards d'euros) notamment pour des émissions en euros, livres sterling et francs suisses ;
- les marchés domestiques, qui sont en *stand alone*, notamment pour les émissions en dollars américains (144 A), yens (samourai) et dollars canadiens (Maple).

Au 30 juin 2024, EDF SA dispose d'un montant global de 12 894 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2024 ;
- un crédit syndiqué social de 1,5 milliard d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2026. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 30 juin 2024 ;
- les lignes bilatérales représentent 7 394 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en juillet 2027.

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

Les lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 30 juin 2024 pour un montant cumulé de 2 675 millions d'euros.

Edison dispose en outre d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 110 millions d'euros au 30 juin 2024.

<sup>1</sup> Valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 30 juin 2024.

## Notation financière

Au 30 juin 2024, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. Le 5 juin 2024, Standard & Poor's a revu les perspectives de « stable » à « positive » pour l'ensemble des entités, mettant en avant les fortes capacités de production nucléaires retrouvées, et de très bons résultats opérationnels pour l'année 2023.

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

*n. a. = non applicable.*

## Gestion du risque de change

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

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe a mis en place les principes de gestion suivants :

- **financement en devises** : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- **adossement actif/passif** : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;
- **couverture des flux opérationnels en devises** : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 30 juin 2024 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

### STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 30 JUIN 2024, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

30 juin 2024 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture <sup>(1)</sup>	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	49 506	24 894	74 400	86,1%
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 068	(20 368)	1 700	2,0%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	9 782	(1 290)	8 492	9,8%
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 016	(3 236)	1 780	2,1%
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>86 372</b>	<b>0</b>	<b>86 372</b>	<b>100%</b>

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

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 30 juin 2024 :

### SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

<b>30 juin 2024</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>Dettes après instruments de couverture convertie en euros</b>	<b>Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change</b>	<b>Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change</b>
Emprunts libellés en euros (EUR)	74 400		74 400
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 700	170	1 870
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 492	849	9 341
Emprunts libellés dans d'autres devises	1 780	178	1 958
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>86 372</b>	<b>1 197</b>	<b>87 569</b>

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

### Gestion du risque de taux d'intérêt

L'exposition de l'endettement financier net du Groupe aux variations de taux d'intérêt recouvre deux types de risques : un risque d'évolution des charges financières nettes sur les actifs et passifs financiers à taux variable et un risque d'évolution de la valeur des actifs financiers placés à taux fixe. Ces risques sont gérés par le pilotage de la part de l'endettement financier net à taux variable, défini à partir du couple rendement-risque sur les charges financières nettes prenant en compte les anticipations d'évolution de taux d'intérêt.

Dans ce cadre, une partie de la dette est variabilisée, le Groupe pouvant être amené à utiliser des instruments dérivés de taux dans une optique de couverture.

Au 30 juin 2024, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 54 % à taux fixe et 46 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 397 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin juin 2024 après couverture.

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

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

<b>30 juin 2024</b> <i>(en millions d'euros)</i>	<b>Structure initiale de la dette</b>	<b>Incidences des instruments de couverture</b>	<b>Structure de la dette après couverture</b>	<b>Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt</b>
À taux fixe	70 130	(23 464)	46 666	54%
À taux variable	16 242	23 464	39 706	46%
<b>TOTAL DES EMPRUNTS</b>	<b>86 372</b>	<b>0</b>	<b>86 372</b>	<b>100%</b>

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 (voir la note 14 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation 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.

## *Gestion du risque actions*

### **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.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 33 % en actions fin juin 2024, soit un montant de 3,2 milliards d'euros.

Au 30 juin 2024, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a une allocation en actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) constituant une exposition de 5,7% à fin juin 2024, ce qui représente un montant de 328 millions de livres sterling.

### **Couverture des engagements nucléaires d'EDF**

L'analyse du risque actions est détaillée ci-après en section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

## *Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA*

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions non liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 14.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024.

La gestion du portefeuille d'actifs dédiés est réalisée sous le contrôle du Conseil d'administration et des Comités du Conseil (Comité de suivi des engagements nucléaires – CSEN et Comité d'audit).

Le Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN) a pour mission d'assister l'entreprise et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif/passif et de gestion d'actifs. Il est composé de personnalités indépendantes de l'entreprise.

La bonne performance de 5,5% des actifs dédiés sur le 1<sup>er</sup> semestre 2024 permet, malgré l'impact sur les provisions nucléaires à couvrir, du changement de scénario industriel sur l'entreposage des combustibles usés, un taux de couverture des provisions nucléaires de 106,5% au 30 juin 2024. Ce taux présente une baisse contenue de 2% par rapport au 31 décembre 2023 et une marge toujours significative au-dessus du seuil réglementaire de 100%. De ce fait, et malgré l'impact prévu des provisions à constituer au titre du démantèlement de Flamanville 3 après la 1<sup>ère</sup> divergence attendue courant 2024, le taux de couverture, hors dégradation des conditions de marché, devrait rester supérieur à 100% à horizon fin 2024.

### **Principes de gouvernance et de gestion**

Les principes de gouvernance qui définissent la structure des actifs dédiés ainsi que le processus de décision et de contrôle de leur gestion sont validés par le Conseil d'administration d'EDF dans le cadre d'une politique de sécurisation du financement des charges nucléaires, conformément à la réglementation. Ces principes précisent également les règles de structuration du portefeuille d'actifs, de sélection des gestionnaires financiers, de structuration juridique, comptable et fiscale des fonds.

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en juin 2024 pour augmenter le couple rendement-risque. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 29 %, 41 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion et par EDF Invest.

La politique de répartition entre actifs de croissance et actifs de taux élaborée par le Comité de gestion opérationnelle<sup>1</sup> repose sur l'analyse des perspectives économiques et financières de chacun des marchés et zones géographiques, sur l'étude des niveaux de valorisation des différents marchés ou segments de marchés ainsi que sur les analyses de risques produites par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements.

---

<sup>1</sup> Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés.

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

Au 30 juin 2024, la valeur globale du portefeuille s'élève à 38 570 millions d'euros, contre 36 885 millions d'euros à fin décembre 2023. L'évolution des actifs dédiés sur le premier semestre 2024, ainsi que leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable, sont décrites en note 14.2 de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos au 30 juin 2024.

(en millions d'euros)	30/06/2024		Performance du premier semestre 2024	31/12/2023		Performance 2023
	Composition analytique	Valeur de réalisation		Composition analytique	Valeur de réalisation	
Actifs de rendement	23,9%	9 204	2,4%	23,4%	8 657	2,9%
Actifs de croissance	40,7%	15 706	12,6%	38,1%	14 036	17,5%
Actifs de taux	35,4%	13 660	0,4%	38,5%	14 192	7,9%
<b>TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>100,0%</b>	<b>38 570</b>	<b>5,5%</b>	<b>100%</b>	<b>36 885</b>	<b>10,2%</b>

### Exposition des actifs dédiés aux risques

Au titre du portefeuille d'actifs dédiés, EDF est exposé au risque sur les actions, ainsi qu'aux risques de taux et de change.

Au 30 juin 2024 la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 15 074 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 10,57% (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 11,36 % à fin 2023. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 30 juin 2024, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 593 millions d'euros.

Au 30 juin 2024, la sensibilité des obligations cotées (12 878 millions d'euros) s'établit à 5,49 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 707 millions d'euros. La sensibilité était de 5,34 à fin décembre 2023.

### Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 30 juin 2024 à 4,7 % (voir note 14 de l'annexe aux comptes consolidés résumés clos au 30 juin 2024).

La performance moyenne annualisée des actifs dédiés depuis 2004, date à laquelle la valeur des actifs dédiés a dépassé 1 milliard d'euros, ressort à 6,0 % au 30 juin 2024.

### Dérogations en cours de validité et prescriptions accordées par l'autorité administrative en application des articles D. 594-6 et D. 594-7 du code de l'environnement

La dérogation ministérielle du 31 mai 2018 obtenue par EDF, lui permettant d'augmenter, sous conditions, la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 % est devenue sans objet suite au décret du 22 novembre 2023 qui actualise des règles d'investissements des actifs dédiés et dans lequel les titres de la société CTE ne font plus l'objet de limites spécifiques.

## Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le risque de contrepartie représente la perte potentielle encourue par le Groupe EDF dans l'hypothèse d'une défaillance future de sa contrepartie. Le Groupe s'est doté d'une politique de gestion du risque de contrepartie appliquée à EDF et à toutes les filiales contrôlées opérationnellement. Cette politique décrit la gouvernance associée à l'organisation de la gestion et au suivi du risque de contrepartie. La politique prévoit aussi la réalisation d'une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe. Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements réalise un suivi étroit des contreparties du Groupe (point quotidien sur les alertes et prise de mesures particulières avec certaines contreparties).

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin mars 2024, les expositions du Groupe sont portées à 91% sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués.

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 31/12/2023	91%	8%	1 %	100 %
au 31/03/2024	91%	8%	1 %	100 %

La répartition des expositions au risque de contrepartie par nature d'activité est la suivante :

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergie	Total
au 31/12/2023	10,4%	0,4%	13,2%	61,8%	14,2%	100 %
au 31/03/2024	10,5%	0,4%	12,9%	63,5%	12,7%	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

En ce qui concerne les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF, un cadre de travail élaboré par le Département CRFI spécifie les procédures d'autorisation des contreparties ainsi que la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites peut être consultée en temps réel et fait l'objet d'une vérification quotidienne systématique. La pertinence des limites est réexaminée avec réactivité en cas d'alerte ou d'évolution défavorable affectant une contrepartie. Seules les contreparties bancaires, souveraines et *corporate* de bonne qualité de crédit sont autorisées pour des montants et des maturités restreints.

## 7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

### Politique de risques marchés énergies

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

En conséquence, une politique de risques marchés énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies est mise en œuvre par le groupe EDF et applicable à EDF et aux entités dont elle assure le contrôle opérationnel.

Cette politique vise à :

- définir le cadre général de gestion des risques marchés énergies dans lequel les différentes entités du Groupe exercent leurs activités de gestion de portefeuille d'actifs (production, optimisation, commercialisation d'énergies) et *trading* pour EDF Trading ;
- définir les responsabilités des gestionnaires d'actifs, du *trader* et des différents niveaux de contrôle des activités ;
- mettre en œuvre une politique de couverture coordonnée à l'échelle du Groupe, cohérente avec les engagements financiers du Groupe ;
- consolider l'exposition des différentes entités dont EDF assure le contrôle opérationnel sur les différents marchés structurés liés à l'énergie.

Un bilan annuel sur la mise en œuvre de cette politique est présenté par la Direction des Risques Groupe au Comité d'audit du Conseil d'administration.

Pour les entités dont EDF n'assure pas le contrôle opérationnel, leur cadre de gestion des risques est revu dans leurs instances de gouvernance.

## Organisation du contrôle et principe général de couverture

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies s'appuie, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, sur :

- un système de gouvernance et de mesure de l'exposition aux différents risques marchés, séparant clairement les responsabilités de gestion et de contrôle des risques ;
- une délégation explicite donnée à chaque entité, définissant notamment les stratégies de couverture et les limites de risques associées. Cet exercice permet au Comité exécutif de caractériser et suivre annuellement le profil de risque consolidé sur ce périmètre en cohérence avec les objectifs financiers et de piloter ainsi la gestion opérationnelle des risques marchés énergies sur les horizons de marchés (typiquement trois ans).

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; couverture des ventes aux clients finaux par cession interne lorsque cela s'avère possible ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie<sup>1</sup> permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

Le dispositif de contrôle des risques marchés énergies repose sur un système de mesure et d'indicateurs de risques, comprenant notamment des procédures d'alerte en cas de dépassement de limites de risques et impliquant la Direction du Groupe.

Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

## Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

Les principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies, pour les entités dont le Groupe assure le contrôle opérationnel, s'appuient sur une séparation stricte des responsabilités pour la gestion des risques marchés énergies, distinguant ce qui relève, d'une part, des gestionnaires d'actifs (production et commercialisation) et, d'autre part, du *trading*.

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients).

Dans le Groupe, pour les entités contrôlées opérationnellement, les positions sur les marchés énergies sont prises de manière prépondérante par EDF Trading, qui est l'entité de *trading* du Groupe et met donc en œuvre la plus grande partie des ordres d'achats / ventes du Groupe sur les marchés de gros. En conséquence, EDF Trading est soumis à un cadre de gouvernance et de contrôle strict, notamment la réglementation européenne relative aux sociétés de *trading*.

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe.

De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donnés<sup>2</sup>.

Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

Au premier semestre 2024, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 millions d'euros, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

<sup>1</sup> Les cadres de gestion, approuvés chaque année par le Groupe pour chaque entité exposée aux risques marchés énergies, peuvent inclure des schémas d'accélération ou de décélération autorisant à déroger à ces trajectoires définies en cas de franchissement de seuils de prix prédéfinis. Du fait de leur caractère dérogatoire au principe général de couverture graduelle, la mise en place de tels schémas est strictement encadrée.

<sup>2</sup> EDF Trading évalue la VaR par une méthode dite « de Monte Carlo » qui s'appuie sur les volatilités et les corrélations historiques estimées à partir des prix de marché observés sur les 40 derniers jours ouvrés. La limite de VaR s'applique au portefeuille global d'EDF Trading.

## **8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES**

La nature des opérations avec les parties liées est détaillée dans la note 3.3 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2024.

## **9 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE**

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 20 de l'annexe des comptes consolidés résumés du semestre clos le 30 juin 2024.

**ELECTRICITE DE FRANCE**

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

**(Période du 1<sup>er</sup> janvier 2024 au 30 juin 2024)**

**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<sup>er</sup> janvier 2024 au 30 juin 2024)**

A l'Actionnaire Unique  
**ELECTRICITE DE France S.A.**  
22 AV 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<sup>er</sup> janvier 2024 au 30 juin 2024, 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 25 juillet 2024

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit

KPMG SA

Séverine SCHEER    Cédric HAASER

Marie GUILLEMOT    Jacques-François LETHU

**COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS  
DU SEMESTRE CLOS AU 30 JUIN 2024**

## Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2024	S1 2023
Chiffre d'affaires	5.1	60 200	75 499
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(27 857)	(48 899)
Autres consommations externes <sup>(1)</sup>		(4 701)	(4 117)
Charges de personnel		(8 360)	(8 201)
Impôts et taxes	5.3	(3 062)	(2 714)
Autres produits et charges opérationnels	5.4	2 468	4 538
<b>Excédent brut d'exploitation</b>	<b>5</b>	<b>18 688</b>	<b>16 106</b>
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading	6	696	(276)
Dotations aux amortissements		(5 772)	(5 472)
(Pertes de valeur)/reprises	10.3	(276)	(48)
Autres produits et charges d'exploitation	7	(3 690)	(1 696)
<b>Résultat d'exploitation</b>		<b>9 646</b>	<b>8 614</b>
Coût de l'endettement financier brut	8.1	(2 026)	(1 857)
Effet de l'actualisation	8.2	(1 288)	(1 977)
Autres produits et charges financiers	8.3	3 301	2 304
<b>Résultat financier</b>	<b>8</b>	<b>(13)</b>	<b>(1 530)</b>
<b>Résultat avant impôts des sociétés intégrées</b>		<b>9 633</b>	<b>7 084</b>
Impôts sur les résultats	9	(2 466)	(1 323)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	178	142
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
<b>RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ</b>		<b>7 345</b>	<b>5 903</b>
<b>dont résultat net - part du Groupe</b>		<b>7 039</b>	<b>5 808</b>
Résultat net des activités poursuivies		7 039	5 808
Résultat net des activités en cours de cession		-	-
<b>dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>306</b>	<b>95</b>
Activités poursuivies		306	95
Activités en cours de cession		-	-

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

## État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2024			S1 2023		
		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
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>7 039</b>	<b>306</b>	<b>7 345</b>	<b>5 808</b>	<b>95</b>	<b>5 903</b>
<b>Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie</b>							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5	1 497	(7)	1 490	6 552	42	6 594
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(385)	1	(384)	(1 692)	(35)	(1 727)
<b>Juste valeur des couvertures sur les investissements nets</b>							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5	(407)	-	(407)	(341)	-	(341)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		13	-	13	147	-	147
<b>Juste valeur des titres de dettes</b>							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	17.1.2	79	-	79	279	-	279
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		(20)	-	(20)	(72)	-	(72)
<b>Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)</b>							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	17.5	31	-	31	(17)	-	(17)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		(8)	-	(8)	-	-	-
<b>Écarts de conversion des entités contrôlées</b>		<b>727</b>	<b>264</b>	<b>991</b>	<b>746</b>	<b>355</b>	<b>1 101</b>
<b>Quote-part des éléments recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises</b>		<b>113</b>	<b>1</b>	<b>114</b>	<b>(132)</b>	<b>-</b>	<b>(132)</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat</b>		<b>1 640</b>	<b>259</b>	<b>1 899</b>	<b>5 470</b>	<b>362</b>	<b>5 832</b>
<b>Juste valeur des titres de capitaux propres</b>							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	17.1.2	2	-	2	3	-	3
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
<b>Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi</b>							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute <sup>(1)</sup>	15.1.2	529	52	581	499	(64)	435
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt <sup>(1)</sup>		(140)	(15)	(155)	58	16	74
<b>Quote-part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associés et des coentreprises</b>		<b>17</b>	<b>-</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>18</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat</b>		<b>408</b>	<b>37</b>	<b>445</b>	<b>578</b>	<b>(48)</b>	<b>530</b>
<b>Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres</b>		<b>2 048</b>	<b>296</b>	<b>2 344</b>	<b>6 048</b>	<b>314</b>	<b>6 362</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ</b>		<b>9 087</b>	<b>602</b>	<b>9 689</b>	<b>11 856</b>	<b>409</b>	<b>12 265</b>
<i>dont résultat global des activités poursuivies</i>		<i>9 087</i>	<i>602</i>	<i>9 689</i>	<i>11 856</i>	<i>409</i>	<i>12 265</i>
<i>dont résultat global des activités en cours de cession</i>		<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

## Bilan consolidé

### ACTIF

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2024	31/12/2023
Goodwill	10.1	9 007	7 895
Autres actifs incorporels	10.1	11 903	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	105 668	100 587
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10	67 188	66 128
Immobilisations en concessions des autres activités	10	6 522	6 544
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	9 448	9 037
Actifs financiers non courants	17.1	50 889	48 327
Autres débiteurs non courants	12.3	2 231	2 110
Impôts différés actifs	9	5 948	7 403
<b>Actif non courant</b>		<b>268 804</b>	<b>259 331</b>
Stocks		18 293	18 092
Clients et comptes rattachés	12.2	20 314	26 833
Actifs financiers courants	17.1	33 797	39 442
Actifs d'impôts courants		861	669
Autres débiteurs courants	12.3	9 476	9 074
Trésorerie et équivalents de trésorerie		9 238	10 775
<b>Actif courant</b>		<b>91 979</b>	<b>104 885</b>
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	554	596
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>		<b>361 337</b>	<b>364 812</b>

### CAPITAUX PROPRES ET PASSIF

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2024	31/12/2023
Capital	13	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		57 061	50 084
<b>Capitaux propres – part du Groupe</b>		<b>59 145</b>	<b>52 168</b>
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	13.4	13 787	11 951
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>13</b>	<b>72 932</b>	<b>64 119</b>
Provisions liées à la production nucléaire – Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	14	63 291	60 206
Provisions pour avantages du personnel	15	15 606	15 895
Autres provisions	16	5 719	4 878
<b>Provisions non courantes</b>		<b>84 616</b>	<b>80 979</b>
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France		50 357	50 010
Passifs financiers non courants	17.2	69 845	69 724
Autres créditeurs non courants	12.5	5 873	5 685
Impôts différés passifs		782	978
<b>Passif non courant</b>		<b>211 473</b>	<b>207 376</b>
Provisions courantes	14, 15 et 16	7 773	7 294
Fournisseurs et comptes rattachés	12.4	16 240	19 687
Passifs financiers courants	17.2	28 911	38 103
Dettes d'impôts courants		870	1 111
Autres créditeurs courants	12.5	23 010	26 975
<b>Passif courant</b>		<b>76 804</b>	<b>93 170</b>
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	128	147
<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>		<b>361 337</b>	<b>364 812</b>

## Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	S1 2024	S1 2023
<b>Opérations d'exploitation :</b>			
<b>Résultat net consolidé</b>		<b>7 345</b>	<b>5 903</b>
<b>Résultat net des activités en cours de cession</b>		-	-
<b>Résultat net des activités poursuivies</b>		<b>7 345</b>	<b>5 903</b>
Pertes de valeur / (reprises)		276	45
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		6 707	9 389
Produits et charges financiers		759	1 096
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		83	384
Plus ou moins-values de cession		184	157
Impôt sur les résultats		2 466	1 322
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises		(178)	(141)
Variation du besoin en fonds de roulement	12.1	(706)	(8 020)
<b>Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation</b>		<b>16 936</b>	<b>10 135</b>
Frais financiers nets décaissés		(1 327)	(1 083)
Impôts sur le résultat payés		(2 094)	(1 125)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies</b>		<b>13 515</b>	<b>7 927</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession</b>		-	-
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation</b>		<b>13 515</b>	<b>7 927</b>
<b>Opérations d'investissement :</b>			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(503)	33
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		109	62
Investissements incorporels et corporels <sup>(1)</sup>		(11 421)	(10 052)
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		66	79
Variations d'actifs financiers		(1 577)	(1 070)
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies</b>		<b>(13 326)</b>	<b>(10 948)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession</b>		-	-
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement</b>		<b>(13 326)</b>	<b>(10 948)</b>
<b>Opérations de financement :</b>			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle <sup>(2)</sup>		991	862
Dividendes versés par EDF	13.2	-	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(429)	(190)
<b>Flux de trésorerie avec les actionnaires</b>		<b>562</b>	<b>672</b>
Émissions d'emprunts	17.2.2.1	13 777	9 465
Remboursements d'emprunts	17.2.2.1	(16 144)	(10 498)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	13.3	-	1 377
Rachats de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	-	(820)
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(307)	(300)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues		192	101
<b>Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement</b>		<b>(2 482)</b>	<b>(675)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies</b>		<b>(1 920)</b>	<b>(3)</b>
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession</b>		-	-
<b>Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement</b>		<b>(1 920)</b>	<b>(3)</b>
Flux de trésorerie des activités poursuivies		(1 731)	(3 024)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
<b>Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>		<b>(1 731)</b>	<b>(3 024)</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE</b>			
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		(1 731)	(3 024)
Variations de change		97	36
Produits financiers sur disponibilités et équivalents de trésorerie		156	96
Autres variations non monétaires		(59)	18
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>		<b>9 238</b>	<b>8 074</b>

(1) Les investissements incorporels et corporels comprennent (9 663) millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations corporelles ((8 578) millions d'euros en 2023), (1 151) millions d'euros d'acquisitions d'immobilisations incorporelles ((868) millions d'euros en 2023) et (606) millions d'euros de variations des dettes fournisseurs d'immobilisations ((606) millions d'euros en 2023).

(2) Comprend notamment en 2024, au Royaume-Uni, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 1 086 millions d'euros ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros. Comprend en 2023, un montant de 776 millions d'euros au titre des augmentations de capital de CGN dans NNB Holding (HPC) et de HMG dans NNB Holding (SZC) Ltd.

## Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2024 se présente comme suit :

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

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

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

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

La variation des capitaux propres du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2023 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Actions propres	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) <sup>(1)</sup>	Autres réserves consolidées et résultats <sup>(2)</sup>	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2022</b>	<b>1 944</b>	(7)	(175)	(7 451)	40 029	34 340	12 272	46 612
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	-	616	4 843	592	6 051	314	6 365
Résultat net	-	-	-	-	5 808	5 808	95	5 903
<b>Résultat global consolidé</b>	-	-	<b>616</b>	<b>4 843</b>	<b>6 400</b>	<b>11 859</b>	<b>409</b>	<b>12 268</b>
Rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	-	-	-	-	(300)	(300)	-	(300)
Émissions / rachats TSDI et OCÉANES	141	-	-	-	2 258	2 399	-	2 399
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	-	(209)	(209)
Autres variations <sup>(3)</sup>	-	-	-	(1)	(344)	(345)	1 240	895
<b>CAPITAUX PROPRES AU 30/06/2023</b>	<b>2 085</b>	<b>(7)</b>	<b>441</b>	<b>(2 609)</b>	<b>48 043</b>	<b>47 953</b>	<b>13 712</b>	<b>61 665</b>

(1) Les variations de réserves recyclables en résultat (Other Comprehensive Income – OCI Recyclable) sont détaillées dans l'état du Résultat Global. Elles correspondent, d'une part, 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, et d'autre part, aux montants transférés en résultat au titre du recyclage pour les contrats de couverture dénoués et les titres de dettes cédés.

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

(3) Sur le premier semestre 2023, les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle incluent des augmentations de capital versées par CGN dans NNB Holding (HPC) Ltd. pour 525 millions d'euros et par HMG dans NNB Holding (SZC) Ltd. pour 251 millions d'euros.

## Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

<b>NOTE 1 Référentiel comptable du Groupe</b>	<b>8</b>	<b>NOTE 12 Besoin en fonds de roulement (BFR)</b>	<b>28</b>
1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe	8	12.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement	28
1.2 Évolutions du référentiel comptable	8	12.2 Clients et comptes rattachés	28
1.3 Jugements et estimations de la Direction du Groupe	9	12.3 Autres débiteurs	29
1.4 Méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires	9	12.4 Fournisseurs et comptes rattachés	29
<b>NOTE 2 Synthèse des faits marquants</b>	<b>10</b>	12.5 Autres créditeurs	30
<b>NOTE 3 Périmètre de consolidation</b>	<b>11</b>	<b>NOTE 13 Capitaux propres</b>	<b>31</b>
3.1 Évolutions du périmètre de consolidation	11	13.1 Capital social	31
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente	12	13.2 Distributions de dividendes	31
3.3 Parties liées	12	13.3 Titres subordonnés à durée indéterminée	31
<b>NOTE 4 Informations sectorielles</b>	<b>13</b>	13.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)	31
<b>NOTE 5 Excédent brut d'exploitation</b>	<b>14</b>	<b>NOTE 14 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés</b>	<b>32</b>
5.1 Chiffre d'affaires	15	14.1 Provisions nucléaires en France	33
5.2 Achats de combustible et d'énergie	18	14.2 Actifs dédiés d'EDF	35
5.3 Impôts et taxes	18	14.3 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF	36
5.4 Autres produits et charges opérationnels	19	<b>NOTE 15 Provisions pour avantages du personnel</b>	<b>37</b>
<b>NOTE 6 Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading</b>	<b>20</b>	15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe	37
<b>NOTE 7 Autres produits et charges d'exploitation</b>	<b>20</b>	15.2 Hypothèses actuarielles	38
<b>NOTE 8 Résultat financier</b>	<b>21</b>	<b>NOTE 16 Autres provisions, passifs et actifs éventuels</b>	<b>39</b>
8.1 Coût de l'endettement financier brut	21	16.1 Autres provisions pour déconstruction	39
8.2 Effet de l'actualisation	21	16.2 Autres provisions	39
8.3 Autres produits et charges financiers	21	16.3 Passifs et actifs éventuels	40
<b>NOTE 9 Impôts sur les résultats</b>	<b>22</b>	<b>NOTE 17 Actifs et passifs financiers</b>	<b>42</b>
<b>NOTE 10 Actifs immobilisés</b>	<b>22</b>	17.1 Actifs financiers	42
10.1 Goodwill et autres actifs incorporels	22	17.2 Passifs financiers	44
10.2 Immobilisations corporelles	24	17.3 Lignes de crédit non utilisées	45
10.3 Pertes de valeur et reprises	26	17.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières	46
<b>NOTE 11 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises</b>	<b>27</b>	17.5 Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	46
11.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)	27	<b>NOTE 18 Indicateurs financiers</b>	<b>47</b>
11.2 Taishan	27	18.1 Résultat net courant	47
11.3 Autres participations	27	18.2 Endettement financier net	47
		<b>NOTE 19 Engagements hors bilan</b>	<b>48</b>
		19.1 Engagements donnés	48
		19.2 Engagements reçus	50
		<b>NOTE 20 Événements postérieurs à la clôture</b>	<b>50</b>

## 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 2024.

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 2024 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 25 juillet 2024.

### Note 1 Référentiel comptable du Groupe

#### 1.1 Déclaration de conformité et référentiel comptable du Groupe

En application du règlement européen 16/06/2002 du 19 juillet 2002 sur les normes internationales, les comptes consolidés du semestre clos le 30 juin 2024 du groupe EDF sont préparés sur la base des règles de présentation, de reconnaissance et d'évaluation des normes comptables internationales telles que publiées par l'IASB et approuvées par l'Union européenne au 30 juin 2024. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (*International Accounting Standards*), IFRS (*International Financial Reporting Standards*) et les interprétations (SIC et IFRIC).

Les comptes consolidés semestriels sont établis conformément à la norme IAS 34 « Information financière intermédiaire ». Ils ne comportent donc pas l'intégralité des informations requises pour des états financiers annuels complets. À ce titre, ils doivent être lus conjointement avec les états financiers consolidés au 31 décembre 2023.

Les comptes consolidés du Groupe sont présentés en millions d'euros<sup>(1)</sup>.

À l'exception des évolutions relatives au référentiel comptable détaillées en note 1.2 et des méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêts intermédiaires précisées en note 1.4, les règles d'évaluation et méthodes comptables sont identiques à celles appliquées et décrites dans la note 1.3 et dans les différentes notes concernées de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

#### 1.2 Évolutions du référentiel comptable

##### 1.2.1 Amendements à IAS 7 « État des flux de trésorerie » et IFRS 7 « Instruments financiers » - Accords de financement des dettes fournisseurs

L'IASB a publié en 2023 des amendements à IAS 7 et IFRS 7 pour préciser les informations, de nature quantitative et qualitative, à fournir sur les accords de financement des dettes fournisseurs, dans l'objectif de comprendre les effets de ces accords sur les passifs et les flux de trésorerie de l'entité, de même que sur son exposition au risque de liquidité.

L'application de ces amendements n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe au 30 juin 2024.

##### 1.2.2 Amendements à IAS 1 « Présentation des états financiers » - Classement des dettes en courant / non courant et passifs non courants assortis de clauses restrictives

L'application des amendements suivants n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe au 30 juin 2024, car les informations présentées à ce titre dans les comptes sont conformes aux principes énoncés par ces amendements :

- Classement des dettes en courant / non courant : cet amendement clarifie les principes de classement d'un passif au bilan en courant ou en non courant ;
- Passifs non courants assortis de clauses restrictives : cet amendement précise que les clauses restrictives (« *covenants* ») à respecter après la date de clôture ne doivent pas affecter la classification en courant / non courant des passifs liés à la date de clôture. Il vise par ailleurs à améliorer les informations à fournir sur les dettes long terme assorties de telles clauses.

(1) 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.

### 1.3 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

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

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

Les principaux jugements et estimations du Groupe sont décrits en note 1.3.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

### 1.4 Méthodes d'évaluation spécifiques aux arrêtés intermédiaires

#### 1.4.1 Avantages du personnel

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

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

Hormis les situations visées précédemment, les hypothèses actuarielles entrant dans le calcul des engagements pour avantages du personnel pour les 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 15.2).

#### 1.4.2 Impôts sur les résultats

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

## Note 2 Synthèse des faits marquants

Les principaux événements et transactions significatifs du **premier semestre 2024** du Groupe sont les suivants :

- **Développements dans le nucléaire :**

- EPR de Flamanville : à la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur. (cf. communiqué de presse du Groupe du 8 mai 2024 et voir note 10.2) ;
- Sizewell C : l'Autorité de sûreté britannique (ONR) a octroyé en avril 2024 la licence de site nucléaire (Nuclear Site License) nécessaire au démarrage de la construction de la centrale. La fabrication de certains équipements a été lancée et les travaux sur site préalables au lancement de la construction ont débuté (voir note 10.2).

- **Energies renouvelables :**

- EDF Renouvelables et ses partenaires ont inauguré le Parc éolien en mer de Fécamp d'une capacité d'environ 500 MW (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 15 mai 2024) ;
- EDF Renouvelables a annoncé la construction de 1,2 GW de capacités de production d'électricité renouvelable en Afrique du Sud, dont 763 MW d'éolien, 355 MW de solaire et 75 MW de stockage pour 1,65 milliard d'euros. Les différentes installations seront progressivement mises en service entre 2024 et 2026 (cf. communiqué de presse d'EDF Renouvelables du 21 mai 2024) ;
- CEME 1 : le 8 juillet 2024, la plus grande centrale solaire du Chili d'une capacité de 480 MW a été inaugurée en présence des autorités nationales, avec la participation des principaux acteurs du secteur énergétique. Elle sera exploitée par Generadora Metropolitana, une coentreprise entre EDF et l'entreprise chilienne AME (cf. communiqué de presse du Groupe du 9 juillet 2024) ;
- EDF Renouvelables a annoncé la mise en service de son plus grand parc éolien en Amérique du Sud, le parc de Serra do Seridó (Nord-Est du Brésil) qui est composé de 85 éoliennes pour une capacité installée de 480 MWc (cf. communiqué de presse du Groupe du 18 juillet 2024).

- **Opérations de financement :**

Le Groupe a procédé à plusieurs émissions d'obligations sur le premier semestre 2024 pour un montant total de 5 536 millions d'euros dont 3 000 millions d'euros d'émissions vertes (voir note 17.2.2) et a annoncé le 5 juin 2024 son intention d'exercer l'option de remboursement des obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros le 5 juillet 2024 (voir note 13.3).

- **Acquisitions et cessions :**

EDF a finalisé l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024 (cf. communiqué de presse du Groupe du 31 mai 2024 et voir note 3.1.2).

- **Projet d'entreprise :**

Le Groupe a présenté à son Conseil d'administration « Ambitions 2035 », le projet d'entreprise du Groupe EDF : son objectif est de bâtir le système électrique du futur au service des clients. La part de l'électricité doit doubler dans le mix énergétique mondial d'ici 2050 pour tenir les objectifs de décarbonation en développant des solutions de flexibilité permettant de faire face à l'intermittence des énergies renouvelables et aux besoins de consommation des clients.

## Note 3 Périmètre de consolidation

### 3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

#### 3.1.1 Évolutions du périmètre sur le premier semestre 2024

Sur le premier semestre 2024, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- l'acquisition le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem, actionnaire minoritaire dans Framatome, portant la participation d'EDF dans le groupe Framatome à 80,5 % ;
- l'acquisition le 31 janvier 2024 à hauteur de 50 % de Nordic Logistic, entrepôts logistiques situés en Suède, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 8 février 2024, dans le cadre d'un consortium, d'une participation de 40,05 % dans l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1 dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe. Cette participation est mise en équivalence dans les comptes du Groupe ;
- l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires de GE Steam Power. Ce sous-groupe est consolidé par intégration globale sous la dénomination Arabelle Solutions au sein du secteur « Industrie et Services » (voir note 3.1.2).

En 2023, le Groupe n'a pas connu d'évolution de périmètre ayant eu un impact significatif. Les évolutions ont porté sur les cessions suivantes :

- la cession de la participation à hauteur de 50 % dans la centrale CCGT de Sloe aux Pays-Bas le 25 janvier 2023 ;
- la cession de 100 % de Suir Engineering par Imtech, filiale de Dalkia au Royaume-Uni, le 1<sup>er</sup> février 2023 ;
- la cession de la participation d'Edison de 11,25 % dans Reggane-Nord en Algérie le 12 octobre 2023.

#### 3.1.2 Acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions

Suite à la signature le 4 novembre 2022 d'un protocole d'accord avec General Electric et à la levée de l'ensemble des conditions suspensives, en particulier l'obtention des autorisations réglementaires requises, l'acquisition des activités de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (anciennement GE Steam Power) a été réalisée le 31 mai 2024.

Ces activités ont pour objet notamment la fourniture des équipements pour les nouvelles centrales nucléaires, dont les turbines Arabelle, ainsi que la maintenance et les mises à niveau des équipements des centrales nucléaires existantes hors Amériques. Les turbines à vapeur de GE Vernova peuvent notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR 2 (*European Pressurized Reactor*) ainsi que les SMR (*Small Modular Reactor*). Cette transaction permet au groupe EDF de maîtriser les technologies et les compétences relatives à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, essentielles pour la pérennité du parc nucléaire existant et les futurs projets et de s'enrichir de technologies et de compétences clés pour la filière nucléaire et la sécurité énergétique européenne.

Les activités acquises, exercées en France et à l'international, représentaient en 2023 un chiffre d'affaires de 790 millions de dollars US, dont environ 40 % réalisé avec le groupe EDF (environ 50 % en 2022). Cette acquisition est consolidée dans les comptes du groupe EDF en intégration globale, depuis le 31 mai 2024 au sein du segment « Industrie et Services » qui intègre désormais les activités du sous-groupe Framatome et celles des activités nucléaires de GE Vernova. Ces dernières, employant environ 3 300 collaborateurs, seront sous le pilotage d'Arabelle Solutions, une filiale détenue à 100 % par EDF. Ces activités regroupent 22 entités légales situées essentiellement en France, au Royaume-Uni et en Inde.

Le prix d'acquisition provisoire s'élève à 917 millions d'euros dont 309 millions d'euros correspondant à la trésorerie acquise. Le prix d'acquisition sera ajusté sur la base des comptes de réalisation audités et des clauses contractuelles d'ajustements de prix.

Les flux entre la date d'acquisition et la date de clôture des comptes ne sont pas significatifs sur le résultat du Groupe.

Le bilan d'acquisition provisoire à la date de la transaction est détaillé ci-après. Ce bilan est avant éliminations des positions avec les sociétés du Groupe. Ces éliminations concernent principalement les créances clients, les produits constatés d'avance et les avances reçues.

ACTIF (en millions d'euros)	Bilan d'acquisition	CAPITAUX PROPRES ET PASSIF (en millions d'euros)	Bilan d'acquisition
Immobilisations corporelles et incorporelles	166	<b>Capitaux propres</b>	<b>(38)</b>
Actifs financiers et autres actifs non courants	68	Provisions non courantes	99
Impôts différés actifs	36	Passifs financiers et autres passifs non courants <sup>(1)</sup>	195
<b>Actif non courant</b>	<b>270</b>	Impôts différés passifs	1
Stocks	156	<b>Passif non courant</b>	<b>295</b>
Clients et comptes rattachés	185	Provisions courantes	40
Actifs financiers et autres actifs courants	387	Fournisseurs et comptes rattachés	219
Actifs d'impôts courants	23	Passifs financiers et autres passifs courants <sup>(1)</sup>	808
Trésorerie et équivalents de trésorerie	309	Dettes d'impôts courants	6
<b>Actif courant</b>	<b>1 060</b>	<b>Passif courant</b>	<b>1 073</b>
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>1 330</b>	<b>TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF</b>	<b>1 330</b>

(1) Comprenant 830 millions d'euros de produits constatés d'avance sur contrat long terme (dont 668 millions d'euros de part courante).

Le goodwill provisoire calculé s'élève à 955 millions d'euros et correspond à l'estimation des avantages économiques futurs attendus suite à cette acquisition.

Les travaux d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs identifiables sont en cours. La comptabilisation de l'opération au 30 juin 2024 est par conséquent provisoire et le Groupe dispose d'un délai de 12 mois pour réaliser cette évaluation définitive.

Le calcul du goodwill provisoire se détaille comme suit :

(en millions d'euros)

Actifs nets acquis	(38)
Prix d'acquisition provisoire	917
<b>GOODWILL PROVISOIRE</b>	<b>955</b>

### 3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Au 30 juin 2024, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente concernent principalement les actifs de stockage gaz au sein d'Edison en Italie (Stoccaggio). Le 4 juin 2024, la société Snam SpA a déposé une offre ferme de rachat pour 100 % des parts de Stoccaggio (cf. communiqué de presse d'Edison du 4 juin 2024).

La cession des actifs de stockage d'EDF Energy au Royaume-Uni, classés en actifs et passifs détenus en vue de leur vente au 31 décembre 2023, a été réalisée en mars 2024, sans impact significatif sur le compte de résultat, ni sur l'endettement net du Groupe.

En application d'IFRS 5, les actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont détaillés ci-dessous :

(en millions d'euros)

	30/06/2024	31/12/2023
<b>ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE</b>	<b>554</b>	<b>596</b>
Immobilisations corporelles et incorporelles	400	440
Autres actifs courants <sup>(1)</sup>	154	156
<b>PASSIFS LIÉS AUX ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LEUR VENTE</b>	<b>128</b>	<b>147</b>
Provisions et autres passifs non courants	107	137
Autres passifs courants <sup>(1)</sup>	21	10

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

### 3.3 Parties liées

La nature des opérations avec les parties liées n'a pas connu d'évolution significative depuis le 31 décembre 2023. 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 élimination intersecteurs et comprennent le cas échéant les effets en résultat consécutifs aux revalorisations d'actifs et de passifs effectuées dans le cadre des prises de contrôle selon IFRS 3.

Au 30 juin 2024, suite à l'acquisition par le Groupe d'Arabelle Solutions le 31 mai 2024 (voir note 3.1.2), le secteur intitulé « Framatome » a été renommé « Industrie et Services ». Ce secteur intègre ainsi les activités industrielles en lien avec la production d'équipements et la fourniture de services pour les activités nucléaires portées par les entités Framatome et Arabelle Solutions.

### 4.1.1 Au 30 juin 2024

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Industrie et Services <sup>(1)</sup>	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers <sup>(2)</sup>	Éliminations intersecteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>											
Chiffre d'affaires externe	24 647	10 450	1 009	9 035	7 159	2 146	683	2 597	2 474	-	60 200
Chiffre d'affaires intersecteurs	1 597	17	1 182	13	9	161	337	346	256	(3 918)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	26 244	10 467	2 191	9 048	7 168	2 307	1 020	2 943	2 730	(3 918)	60 200
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(4 828)	(2 629)	(1 752)	(931)	(707)	(503)	(617)	(1 720)	(195)	821	(13 061)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	10 311	2 822	325	1 989	993	455	574	230	1 213	(224)	18 688
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	4 541	961	159	1 548	337	322	235	21	1 746	(224)	9 646
<b>Bilan :</b>											
GOODWILL	135	223	2 452	5 049	143	55	198	630	122	-	9 007
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	64 445	72 367	3 157	26 163	5 653	2 462	14 134	2 452	448	-	191 281
INVESTISSEMENTS CORPORELS ET INCORPORELS	3 787	2 792	148	3 127	222	233	958	137	17	-	11 421
TOTAL ACTIF	214 144	73 844	6 309	18 576	3 450	19 099	15 358	5 012	5 545	-	361 337
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	96 051	6 722	362	7 486	2 094	21 182	12 795	2 049	1 067	(63 436)	86 372

(1) Le secteur Industrie et Services inclut les activités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions. Concernant Arabelle Solutions, les flux entre la date d'acquisition et la date de clôture des comptes ne sont pas significatifs sur le résultat du Groupe (voir note 3.1.2).

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

### 4.1.2 Au 30 juin 2023

(en millions d'euros)	France – Activités de production et commercialisation	France – Activités régulées	Framatome	Royaume-Uni	Italie	Autre international	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers <sup>(1)</sup>	Éliminations intersecteurs	Total
<b>Compte de résultat :</b>											
Chiffre d'affaires externe	32 104	9 948	955	12 112	9 541	2 856	698	3 023	4 262	-	75 499
Chiffre d'affaires intersecteurs	2 518	30	1 004	28	2	243	287	388	393	(4 893)	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	34 622	9 978	1 959	12 140	9 543	3 099	985	3 411	4 655	(4 893)	75 499
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(4 426)	(2 488)	(1 572)	(822)	(630)	(445)	(630)	(1 670)	(329)	694	(12 318)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	8 641	1 176	307	2 266	828	508	433	220	1 924	(197)	16 106
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 451	(595)	144	1 893	302	(5)	88	5	1 528	(197)	8 614
<b>Bilan :</b>											
GOODWILL	132	223	1 450	6 758	155	50	187	620	142	-	9 717
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	62 066	69 818	2 891	30 786	5 906	2 244	12 372	2 316	464	-	188 863
INVESTISSEMENTS CORPORELS ET INCORPORELS	3 180	2 562	122	2 580	158	155	1 173	111	11	-	10 052
TOTAL ACTIF	208 630	70 567	5 121	30 133	4 040	14 777	13 926	4 833	17 754	-	369 780
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	100 132	5 162	256	7 705	1 828	17 704	10 748	1 992	2 790	(54 600)	93 717

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres métiers » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 2 233 millions d'euros.

## Note 5 Excédent brut d'exploitation

(en millions d'euros)	Notes	S1 2024	S1 2023
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>5.1</b>	<b>60 200</b>	<b>75 499</b>
<b>Achats de combustible et d'énergie</b>	<b>5.2</b>	<b>(27 857)</b>	<b>(48 899)</b>
Services extérieurs		(9 018)	(7 866)
Autres achats (hors services extérieurs, combustible et énergie)		(2 216)	(2 117)
Production stockée et immobilisée		6 390	5 736
(Dotations) et reprises de provisions sur autres consommations externes		143	130
<b>Autres consommations externes</b>		<b>(4 701)</b>	<b>(4 117)</b>
<b>Charges de personnel</b>		<b>(8 360)</b>	<b>(8 201)</b>
<b>Impôts et taxes</b>	<b>5.3</b>	<b>(3 062)</b>	<b>(2 714)</b>
<b>Autres produits et charges opérationnels</b>	<b>5.4</b>	<b>2 468</b>	<b>4 538</b>
<b>EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION</b>		<b>18 688</b>	<b>16 106</b>

L'excédent brut d'exploitation (EBE) du Groupe s'élève à 18 688 millions d'euros à fin juin 2024, soit une augmentation de 2 582 millions d'euros (+ 16 %) par rapport au premier semestre 2023.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une augmentation organique de 2 530 millions d'euros. Cette évolution concerne principalement les secteurs suivants :

- Sur le secteur **France – Activités de production et commercialisation**, l'augmentation organique de l'EBE de 1 670 millions d'euros s'explique principalement par une hausse de la production nucléaire (+ 19,4 TWh) et hydraulique (+ 7,9 TWh) sur le premier semestre 2024 par rapport à celui de 2023. Les conséquences de cette hausse sont partiellement compensées par des effets prix défavorables dans un contexte de baisse des prix de marché et de stabilité du niveau moyen des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE).
- Concernant le secteur **France – Activités régulées**, l'augmentation organique de 1 646 millions d'euros provient essentiellement d'Enedis dont les achats de pertes pour 2024 contractualisés en 2023 diminuent car réalisés dans un contexte de prix de marché en baisse.
- L'EBE du secteur **Autres métiers** affiche une diminution organique de (711) millions d'euros, en raison principalement de la baisse de marge *trading* sur les marchés européens, dans un contexte de normalisation des marchés des commodités.
- Enfin, concernant le secteur **Royaume-Uni**, la baisse organique de (344) millions d'euros s'explique en particulier par une baisse des marges dans les activités de commercialisation des moyennes et grandes entreprises en lien avec la baisse des prix de marché court terme, compensée partiellement par des prix de vente réalisés pour l'électricité d'origine nucléaire plus élevés qu'au premier semestre 2023.

## 5.1 Chiffre d'affaires

### 5.1.1 Évolutions réglementaires en France

Le cadre réglementaire relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité, aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, à l'Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique et au mécanisme de capacité est décrit dans la note 5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

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

La loi 2024-330 du 11 avril 2024 prévoit la suppression, à partir du 1<sup>er</sup> février 2025, du seuil de puissance de 36 kVA qui limite actuellement la possibilité de souscrire au Tarif Réglementé de Vente. Cette évolution ne modifie pas les autres critères d'éligibilité.

#### Mouvements tarifaires

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

La comparabilité du chiffre d'affaires entre le premier semestre 2023 et le premier semestre 2024 est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Augmentation des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Augmentation des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
07/07/2022	Pas d'évolution	Pas d'évolution	28/07/2022	01/08/2022
19/01/2023	15 % TTC (20,0 % HT)	15 % TTC (19,9 % HT)	31/01/2023	01/02/2023
22/06/2023	10 % TTC (10,0 % HT)	10 % TTC (10,0 % HT)	28/07/2023	01/08/2023
18/01/2024	9,5 % TTC (0,18 % HT)	5,7 % TTC (-3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024

Dans une délibération du 18 janvier 2024, la CRE a proposé une augmentation moyenne HT de 0,18 % des tarifs bleus résidentiels et une baisse moyenne de 3,55 % des tarifs bleus non résidentiels à compter du 1<sup>er</sup> février 2024. Cette proposition a été suivie par la décision tarifaire du 29 janvier 2024. Par ailleurs, un arrêté du 25 janvier 2024 a précisé les niveaux d'accises applicables du 1<sup>er</sup> février 2024 au 31 janvier 2025. Le cumul de ces évolutions a conduit à une augmentation moyenne TTC de 9,5 % des tarifs bleus résidentiels et de 5,7 % des tarifs bleus non résidentiels.

La CRE ayant indiqué dans son communiqué de presse du 15 juillet 2024 l'absence d'évolution du TURPE 6 au 1<sup>er</sup> août 2024 les TRVE resteront inchangés à cette date.

Au 1<sup>er</sup> février 2023, l'État français avait décidé de prolonger le bouclier tarifaire en limitant l'augmentation des TRVE à 15 % TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> février 2022 pour l'ensemble des catégories de consommateurs éligibles. Au 1<sup>er</sup> août 2023, l'État français avait décidé de réduire le bouclier tarifaire suite à l'augmentation des TRVE de 10 % TTC par rapport à ceux en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> février 2023. Ce mécanisme de bouclier tarifaire a pris fin au 1<sup>er</sup> février 2024.

#### Dispositif amortisseur électricité

Le IX de l'article 181 de la loi de finances du 30 décembre 2022 pour 2023 met en place un dispositif « d'amortisseur électricité » ayant pour objectif d'accompagner les entreprises et les collectivités locales non éligibles au bouclier tarifaire, face à la hausse des prix de l'électricité constatée dans leurs contrats en 2023. Cette aide s'applique aux TPE ayant un compteur électrique d'une puissance supérieure à 36 kVA, aux PME et aux collectivités territoriales.

Pour rappel, le décret 2022-1774 du 31 décembre 2022, a précisé les modalités d'application de l'amortisseur électricité : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix pour 50 % des volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2023 et le prix d'exercice fixé à 180 €/MWh, cette réduction étant plafonnée à 320 €/MWh.

Le décret 2023-61 du 3 février 2023 modifiant le décret 2022-1774 du 31 décembre 2022 a changé les paramètres d'application de l'« amortisseur électricité » pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA des TPE dont le prix de la part variable de l'électricité, hors taxes, hors acheminement, moyen en euros par mégawattheure résultant de leur contrat pour l'année 2023 excède 280 €/MWh en moyenne annuelle. La réduction de prix est alors appliquée sur 100 % du volume consommé et calculée par différence entre le prix moyen de la part variable de leur contrat et le prix d'exercice de 230 €/MWh (au lieu de 180 €/MWh). Cette réduction est plafonnée à 1 500 €/MWh (au lieu de 320 €/MWh).

Les décrets 2023-1421 et 2023-1422 du 30 décembre 2023 précisent les modalités d'application de l'amortisseur électricité pour 2024 : les clients éligibles bénéficient d'une réduction de prix de 75 % (100 % pour les Très Petites Entreprises) des volumes consommés sur le mois considéré (dans la limite de 90 % de leur consommation historique), calculée par différence entre le prix moyen de la part variable hors taxes et hors TURPE de leur contrat sur l'année 2024 et le prix d'exercice fixé à 250 €/MWh (230 €/MWh pour les Très Petites Entreprises).

Au 30 juin 2024, le dispositif du bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 1 698 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseurs d'électricité à hauteur de (272) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin au 1<sup>er</sup> juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 30 juin 2024 (voir note 5.4).

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

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

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

### TURPE 6 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<sup>er</sup> août 2021 pour une durée d'environ 4 ans.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE propose une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1<sup>er</sup> août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1<sup>er</sup> août 2023 et de + 2,26 % au 1<sup>er</sup> août 2022, la CRE ayant fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE propose une hausse du niveau moyen du TURPE Transport de + 4,99 % au 1<sup>er</sup> août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1<sup>er</sup> août 2023 et de -0,01 % au 1<sup>er</sup> août 2022, la CRE ayant fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

La CRE a publié le 15 juillet 2024 un communiqué de presse dans lequel elle indique que le ministre lui a fait part de son intention de ne pas publier au Journal Officiel de la République Française les décisions de la CRE relatives à l'évolution des grilles tarifaires au 1<sup>er</sup> août 2024 et de recourir à son délai de 2 mois lui permettant de demander de nouvelles délibérations sur l'évolution du TURPE 6. La CRE indique que, par conséquent, les évolutions tarifaires ne s'appliqueront pas au 1<sup>er</sup> août 2024.

Par ailleurs, les utilisateurs du réseau public de transport, dont Enedis, ont bénéficié d'un versement anticipé exceptionnel de RTE en février 2023 (restitution anticipée d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits de RTE). Le Groupe avait à ce titre reconnu un avoir à recevoir de la part de RTE de 1 723 millions d'euros au 31 décembre 2022.

## Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

### Dispositif général

Au cours de l'année 2023, la CRE a notifié EDF à trois reprises des interruptions de livraisons d'ARENH, dont deux au titre de décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), une au titre de défaut de paiement des compléments de prix relatifs aux livraisons réalisées au cours de l'année 2022. Au cumul, ces interruptions ont représenté un ruban de 5,2 MW. Il n'y a pas eu de notification d'interruption de livraison d'ARENH au premier semestre 2024.

S'agissant de l'ARENH attribuée au titre de l'année 2024, par sa délibération n°2023-330 du 26 octobre 2023, la Commission de régulation de l'énergie a fixé, en application des dispositions du Code de l'énergie (article R. 336-14 du Code de l'énergie modifié par le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022), la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de demande exprimée supérieure au volume global maximal fixé pour l'année 2024 et les critères d'évaluation des demandes d'ARENH (modalités de contrôle et, éventuellement, de correction des demandes ARENH formulées par les fournisseurs alternatifs lors du guichet ARENH).

La délibération précise que les filiales contrôlées par EDF seront écrêtées intégralement (à l'exception des gestionnaires de réseau qui ne le sont pas, comme précisé dans l'arrêté du 28 avril 2011) pour les volumes conduisant à un dépassement du volume global maximal et qu'elles pourront contractualiser directement avec leur société mère un approvisionnement dans des conditions identiques à celles de l'accord-cadre ARENH incluant, notamment, les conditions d'écrêtement auxquelles les autres fournisseurs alternatifs sont soumis.

Le 15 novembre 2023, par sa délibération 2023-333, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a délibéré une évolution des règles de calcul du complément de prix ARENH dit CP2 versé par les fournisseurs alternatifs qui font des demandes excessives d'ARENH par rapport à leurs volumes de ventes réels. Ces évolutions sont de nature à rendre plus dissuasive la pénalité associée aux demandes excédentaires de ces fournisseurs au guichet ARENH.

Enfin, concernant le guichet de novembre 2023, la demande des fournisseurs (hors filiales EDF et gestionnaires de réseau) pour livraison 2024 s'est élevée à 130,45 TWh. La CRE a ajusté certaines demandes à la baisse, pour un total de - 0,04 TWh ce qui fixe le niveau de demande validé par la CRE à 130,41 TWh. La CRE a, par ailleurs, procédé à l'écrêtement des demandes de chaque fournisseur dans la limite du volume global de 100 TWh. Le taux d'attribution s'élève *in fine* après écrêtement à 76,68 %. À cela s'ajoutent les volumes cédés par EDF à ses filiales *via* les contrats répliquant le dispositif de l'ARENH et les souscriptions au titre des pertes réseau (25,54 TWh).

Le décret 2024-556 publié le 18 juin 2024 a modifié la partie réglementaire du Code de l'énergie pour la mettre en cohérence avec les évolutions législatives introduites par la loi de finances 2024 concernant le complément de prix ARENH. Le montant du complément de prix CP1 collecté au titre des livraisons d'ARENH ayant lieu à compter de l'année 2023 ne sera plus réparti entre les fournisseurs alternatifs mais versé à EDF en déduction des charges de service public. Cette modification est sans impact dans le compte de résultat du Groupe.

La CRE a publié le 26 juin 2024 sa délibération 2024-125 portant décision sur les compléments de prix ARENH qui s'élèvent à 555,1 millions d'euros au titre du CP1 et 0,5 million d'euros au titre du CP2.

### Cadre de marché post ARENH

Le gouvernement a initié le 22 novembre 2023 une consultation qui précise les modalités envisagées pour garantir la protection, la stabilité et la prévisibilité des factures des consommateurs d'électricité en France à l'expiration du dispositif de l'ARENH le 31 décembre 2025.

À l'issue de cette consultation publique, un avant-projet de loi de souveraineté énergétique a été présenté par le Gouvernement le 9 janvier 2024. Ces orientations fixent un cadre propice au développement de contrats de moyen et long terme (produits de gros, offres de détail et partenariats industriels). Par ailleurs, il prévoit d'instituer un dispositif de contribution composée d'une fraction des revenus du nucléaire en situation de prix élevés pour être redistribué aux consommateurs par l'État. Ces orientations ne sont pas, à ce jour, retranscrites dans des textes législatifs.

### Mécanisme de capacité

Pour l'année de livraison 2025, six sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 25,5 €/kW en octobre 2023, 25,0 €/kW en novembre 2023, 9,37 €/kW en décembre 2023, 20,01 €/kW en mars 2024, 19,99 €/kW en avril 2024 et 15,00 €/kW en juin 2024. Pour l'année de livraison 2026, une enchère s'est tenue en avril 2024 avec un prix de 15,54 €/kW.

## 5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes du chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2024	S1 2023
Ventes d'énergie et de services liés à l'énergie	56 181	70 325
<i>dont ventes d'énergie<sup>(1)</sup></i>	44 514	59 346
<i>dont services liés à l'énergie (incluant les prestations d'acheminement<sup>(2)</sup>)</i>	11 667	10 979
Autres ventes de biens et de services	2 889	2 941
Trading	1 130	2 233
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>60 200</b>	<b>75 499</b>

(1) Au 30 juin 2024, les ventes d'énergie incluent 2 048 millions d'euros de chiffre d'affaires liés aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz contre 3 157 millions d'euros au 30 juin 2023. 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. Au 30 juin 2024, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont l'Italie (électricité) et Dalkia (électricité).

(2) Les prestations d'acheminement au sein de cette rubrique sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Electricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la rubrique ventes d'énergie car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont incluses dans le poste « Charges de transport et d'acheminement » en note 5.2.

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires du premier semestre 2024 est en baisse de (15,6) milliards d'euros, soit (20,7) %, principalement du fait de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz.

Le chiffre d'affaires du secteur **France – Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (7,5) milliards d'euros, soit (23,2) % par rapport au premier semestre 2023. Cette variation s'explique principalement par la baisse des prix de ventes aux clients en offres marchés, induite par la baisse des prix de marché. Elle s'explique également par des effets prix de l'énergie défavorables sur les obligations d'achat (effet neutre en EBE compte tenu du mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Le chiffre d'affaires du secteur **Royaume-Uni** est en baisse organique de (3,4) milliards d'euros, soit (28,1) % par rapport au premier semestre 2023. Cette variation est principalement liée à l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients et ce, malgré une hausse des prix réalisés sur le nucléaire.

La diminution organique du chiffre d'affaires de l'**Italie** atteint (2,4) milliards d'euros, soit (24,8)% par rapport au premier semestre 2023. Cette évolution porte essentiellement sur l'activité gaz pour (1 526) millions d'euros et s'explique par une baisse des prix compensée partiellement par une augmentation du volume vendu et, sur l'activité électricité pour (830) millions d'euros attribuable à la baisse des prix.

La baisse du chiffre d'affaires sur le secteur **Autres métiers** de (1,8) milliards d'euros, soit (42)% par rapport au premier semestre 2023 résulte principalement de la diminution de la marge *Trading* dans un contexte de baisse des prix et de normalisation de la volatilité sur le marché européen.

Le secteur **France – Activités régulées** voit quant à lui son chiffre d'affaires augmenter de 502 millions d'euros (+5%), par rapport au premier semestre 2023 principalement en lien avec la hausse des tarifs d'acheminement (TURPE).

## 5.2 Achats de combustible et d'énergie

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

(en millions d'euros)	S1 2024	S1 2023
Achats consommés de combustible – production d'énergie <sup>(1)</sup>	(8 005)	(11 794)
Achats d'énergie <sup>(1)</sup>	(15 090)	(32 727)
Charges de transport et d'acheminement	(4 732)	(4 219)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	113	(218)
(Dotations) / reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	(143)	59
<b>ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>	<b>(27 857)</b>	<b>(48 899)</b>

(1) Incluent au 30 juin 2024, en lien avec les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, 103 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles et 4 171 millions d'euros dans les achats d'énergie (respectivement 1 500 et 18 507 millions d'euros au 30 juin 2023). Au 30 juin 2024, les principaux secteurs opérationnels acheteurs nets en euros sur les marchés sont la France – Activités de production et commercialisation (gaz et électricité), le Royaume-Uni (gaz et électricité), Autre international (Luminus – gaz et électricité) et Dalkia (gaz). Au 30 juin 2023, il s'agissait des mêmes secteurs.

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

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

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie diminuent de (21,3) milliards d'euros par rapport au 30 juin 2023 principalement sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** pour (11,5) milliards d'euros (essentiellement des achats d'électricité), **Royaume-Uni** pour (3,6) milliards d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité) et **Italie** pour (2,6) milliards d'euros (principalement des achats de gaz).

En France, cette baisse s'explique principalement par la diminution des achats nets sur les marchés de gros en lien avec une meilleure disponibilité des parcs de production nucléaire et hydraulique et une baisse des prix.

## 5.3 Impôts et taxes

Les différentes composantes des impôts et taxes sont les suivantes :

(en millions d'euros)	S1 2024	S1 2023
Impôts et taxes sur rémunérations	(202)	(187)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 302)	(1 275)
Autres impôts et taxes	(1 558)	(1 252)
<b>IMPÔTS ET TAXES</b>	<b>(3 062)</b>	<b>(2 714)</b>

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes augmentent de (345) millions d'euros, soit 12,7 % en lien notamment avec l'effet de la taxe sur les revenus de la réglementation *Electricity Generator Levy* au Royaume-Uni qui atteint (387) millions d'euros à fin juin 2024, sans équivalent au premier semestre 2023, le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (116) millions d'euros (hausse des taxes locales), compensés par une absence de Captation des rentes Infra-marginales du fait de la non prorogation de la mesure sur le secteur **Autre international** en Belgique pour 154 millions d'euros, comptabilisée en « Autres impôts et taxes ».

### Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI)

Le mécanisme de CRI est décrit dans la note 5.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023. Le mécanisme est prorogé en France pour l'exercice 2024 avec des amendements mineurs sur les seuils de déclenchement et les modalités de calcul.

Par conséquent, au sein du groupe EDF en **France**, sont concernées par la CRI, EDF SA (aucune taxation au titre du premier semestre 2024 en raison de reports déficitaires) ainsi que les entités françaises EDF Renouvelables (6,1 millions d'euros au 30 juin 2024) et Dalkia (0,3 million d'euros au 30 juin 2024) au titre de leur production d'énergie renouvelable ou à partir de cogénération.

Le **Royaume-Uni** a mis en place depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023 une taxation à hauteur de 45 % des revenus de la production d'électricité excédant 75€/MWh (*Electricity Generator Levy*). Cette taxe, dont l'objectif est similaire à celui de la CRI, est due par les producteurs d'électricité d'origine renouvelable et nucléaire, mais exclut les centrales à gaz. Il est prévu que le mécanisme s'applique jusqu'au 30 mars 2028. Ce dispositif génère une charge (non déductible sur le plan fiscal) de 387 millions d'euros au premier semestre 2024 pour EDF Energy.

## 5.4 Autres produits et charges opérationnels

(en millions d'euros)	S1 2024	S1 2023
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	4 185	5 769
Résultat de déconsolidation	132	68
Résultat de cession d'immobilisations	(84)	(112)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants	(100)	(306)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation	13	19
Autres produits et charges	(1 678)	(900)
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS</b>	<b>2 468</b>	<b>4 538</b>

Les subventions d'exploitation comprennent principalement la contribution reçue ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2024, qui se traduit dans les comptes par un produit de 4 035 millions d'euros au 30 juin 2024 (5 551 millions d'euros au 30 juin 2023). Le cadre légal et réglementaire de la Contribution au service public de l'énergie (CSPE) est décrit dans la note 5.5.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023. Cette contribution couvre plusieurs dispositifs.

Ainsi, au 30 juin 2024, la compensation relative aux obligations d'achat se traduit par un produit de 1 524 millions d'euros (contre une charge de 2 694 millions d'euros au 30 juin 2023). En effet, au cours de l'année 2023, les charges de service public à couvrir au titre des obligations d'achat ont été négatives du fait du niveau très élevé des prix de marché qui sont devenus supérieurs au prix de soutien garanti par l'État. De plus, la compensation des charges de service public 2024 intègre un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finals pour 1 426 millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire électricité, qui a pris fin le 31 janvier 2024, est compensé à hauteur de 1 698 millions d'euros, minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (272) millions d'euros. Le dispositif du bouclier tarifaire gaz ayant pris fin en juillet 2023, aucune subvention n'a été comptabilisée concernant ce dernier au 30 juin 2024.

La contrepartie du produit de CSPE au 30 juin 2024 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 12.3).

Les autres produits et charges opérationnels intègrent également, dans une moindre mesure, les charges liées à l'obtention des Certificats d'économie d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France, les compléments de rémunérations versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France, ainsi que les charges et produits liés à l'arrêt des deux tranches de Fessenheim (voir note 5.5.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

Au 30 juin 2023, la compensation relative aux obligations d'achats se traduisait par une charge de 2 694 millions d'euros. *A contrario*, la compensation des charges de service public intégrait un produit destiné à couvrir les pertes de recettes liées aux dispositifs d'aide aux clients finaux pour 7 194 millions d'euros. Le dispositif de bouclier tarifaire électricité était compensé à hauteur de 6 458 millions d'euros et l'amortisseur électricité à hauteur de 642 millions d'euros. La compensation du bouclier tarifaire gaz représentait 94 millions d'euros.

Au 30 juin 2023, les autres produits et charges opérationnels intégraient de façon spécifique une provision de 2 749 millions d'euros relative au coût pour le deuxième semestre 2022 du dispositif complémentaire de 20 TWh d'ARENH instauré par le décret du 11 mars 2022 et ses textes d'application. Les textes organisaient pour EDF une obligation concomitante d'achat et de vente d'électricité à volume et prix fixés sur la période d'avril à décembre 2022, à savoir une vente de 19,5 TWh d'ARENH au prix de 46,2 €/MWh aux fournisseurs éligibles et un achat de 19,5 TWh au prix de 256,98 €/MWh à ces mêmes fournisseurs éligibles.

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

(en millions d'euros)

S1 2024

S1 2023

VARIATIONS NETTES DE JUSTE VALEUR SUR INSTRUMENTS DÉRIVÉS ÉNERGIE ET MATIÈRES PREMIÈRES HORS ACTIVITÉS DE <i>TRADING</i>	696	(276)
--	-----	-------

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* passent de (276) millions d'euros au premier semestre 2023 à 696 millions d'euros au premier semestre 2024, principalement liées à une moindre volatilité des prix en 2024, dans un contexte de prix de marché baissiers des commodités dans le prolongement du premier semestre 2023.

## Note 7 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à (3 690) millions d'euros au 30 juin 2024. Ils comprennent principalement :

- des dotations complémentaires liées aux provisions pour gestion du combustible utilisé en France et à la dépréciation de coûts immobilisés au titre de la révision du scénario des coûts d'entreposage des combustibles utilisés de (3 203) millions d'euros (voir note 14.1) ;
- une dotation complémentaire de (379) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 16.3.2) ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (81) millions d'euros (surcoûts anormaux au sens d'IAS 16 paragraphe 22 et ne pouvant être inclus dans le coût des immobilisations en cours).

Au premier semestre 2023, les autres produits et charges d'exploitation s'élevaient à (1 696) millions d'euros. Ils comprenaient principalement :

- une dotation complémentaire exceptionnelle aux provisions pour risques et charges à hauteur de (1 026) millions d'euros au titre de négociations en cours avec Orano Recyclage sur les principes relatifs aux futurs avenants 2024-2026. L'accord a été signé en septembre 2023 (voir note 15.1.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2023) ;
- une dotation aux provisions de (354) millions d'euros à la suite de l'accord intermédiaire signé entre Engie et le gouvernement belge sur le transfert de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires au gouvernement belge ;
- les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (226) millions d'euros.

## Note 8 Résultat financier

### 8.1 Coût de l'endettement financier brut

Le coût de l'endettement financier brut atteint (2 026) millions d'euros au 30 juin 2024 contre (1 857) millions d'euros au 30 juin 2023. Cette augmentation s'explique principalement par une hausse des intérêts sur la dette obligataire.

### 8.2 Effet de l'actualisation

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

La décomposition de cette (charge) / produit est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	S1 2024	S1 2023
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme <sup>(1)</sup>	(608)	(664)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs <sup>(2)</sup>	(640)	(1 291)
Autres provisions et avances	(40)	(22)
<b>EFFET DE L'ACTUALISATION</b>	<b>(1 288)</b>	<b>(1 977)</b>

(1) Voir note 15.1.2.

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

La diminution de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi à fin juin 2024 s'explique par la baisse du taux d'actualisation réel applicable au 1<sup>er</sup> janvier 2024 (en France : 3,4 % contre 3,9 % au 1<sup>er</sup> janvier 2023) partiellement compensée par une hausse du volume des engagements au 1<sup>er</sup> janvier 2024.

La baisse des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires au 30 juin 2024 résulte principalement d'un effet taux en lien avec la hausse du taux réel de 0,1 % par rapport au premier semestre 2023 pour 491 millions d'euros (2,6 % en 2024 et 2,5 % en 2023), ainsi que de l'impact de la mise aux conditions économiques réalisée en juin 2023 pour prendre en compte la forte hausse du taux d'inflation sans équivalent en 2024 pour 216 millions d'euros.

### 8.3 Autres produits et charges financiers

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

(en millions d'euros)	S1 2024	S1 2023
Produits (charges) sur actifs financiers	484	412
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	2 027	1 333
Autres	790	559
<b>AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>3 301</b>	<b>2 304</b>

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

Au 30 juin 2024, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluent 1 837 millions d'euros au titre des actifs dédiés (voir note 14.2.1). Les autres éléments comprennent notamment (86) millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont (63) millions d'euros au titre des actifs dédiés).

Au 30 juin 2023, les variations de juste valeur liées aux instruments financiers incluaient 1 392 millions d'euros au titre des actifs dédiés (voir note 14.2.1). Les autres éléments comprenaient notamment (136) millions d'euros au titre des plus ou moins-values de cession réalisées sur les titres de dettes en juste valeur par OCI recyclable (dont (60) millions d'euros au titre des actifs dédiés).

## Note 9 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à 2 466 millions d'euros au 30 juin 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,6 % (contre une charge de 1 323 millions d'euros au 30 juin 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 18,7 %).

La variation de la charge d'impôt de (1 143) millions d'euros est notamment liée à l'augmentation de 2 549 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt supplémentaire de (658) millions d'euros. Elle est également expliquée par l'absence de nouvelle reconnaissance majeure d'impôts différés actifs au premier semestre 2024 dans la mesure où l'actif d'impôts différés constaté au titre de la perte réalisée en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France est intégralement reconnu depuis le 31 décembre 2023 (6 103 millions d'euros). A ce titre, il n'y a pas d'événement au 30 Juin 2024 qui remettrait en cause la reconnaissance intégrale de cet actif sur un horizon de 10 ans.

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 25,0 % au 30 juin 2024 contre un taux de 18,9 % au 30 juin 2023.

### Dispositif dit « Pilier 2 »

Après l'adoption de la directive Pilier II par l'Union européenne le 15 décembre 2022, l'OCDE a publié, le 20 décembre, des mesures de simplification qui s'appliqueront uniquement aux exercices ouverts jusqu'au 31 décembre 2026 (en pratique aux exercices 2024 à 2026 s'agissant du Groupe). Pendant cette période, et sous réserve de respecter certaines conditions à la maille d'une juridiction d'implantation, les groupes seront dispensés de calculer un impôt complémentaire selon les règles de Pilier 2. La loi de finances pour 2024 a transposé ces nouvelles règles dans la législation française avec une première application sur l'exercice 2024 et une déclaration à déposer en juin 2026.

En 2024, le Groupe a finalisé ses travaux d'évaluation du dispositif Pilier 2 et a conclu à l'absence d'impact significatif à ce titre en matière d'imposition sur les bénéfices dans les comptes consolidés.

## Note 10 Actifs immobilisés

Les différents éléments constituant les actifs immobilisés sont les suivants :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2024	31/12/2023
Goodwill	10.1	9 007	7 895
Autres actifs incorporels	10.1	11 903	11 300
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	10.2	105 668	100 587
<i>dont actifs au titre du droit d'utilisation</i>		4 171	4 173
Immobilisations en concessions de distribution d'électricité en France		67 188	66 128
Immobilisations en concessions des autres activités		6 522	6 544
<b>TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS</b>		<b>200 288</b>	<b>192 454</b>

### 10.1 Goodwill et autres actifs incorporels

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2024
Goodwill	11 832	1 006	-	218	-	(1)	13 055
Autres actifs incorporels	20 905	2 107	(688)	60	20	2	22 406
<i>dont immobilisations en cours</i>	2 600	625	(1)	1	6	4	3 235
<b>VALEURS BRUTES</b>	<b>32 737</b>	<b>3 113</b>	<b>(688)</b>	<b>278</b>	<b>20</b>	<b>1</b>	<b>35 461</b>
Goodwill	(3 937)	-	(20)	(83)	-	(8)	(4 048)
Autres actifs incorporels	(9 605)	(927)	28	(38)	9	30	(10 503)
<i>dont immobilisations en cours</i>	(14)	(105)	-	-	-	-	(119)
<b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR</b>	<b>(13 542)</b>	<b>(927)</b>	<b>8</b>	<b>(121)</b>	<b>9</b>	<b>22</b>	<b>(14 551)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>19 195</b>	<b>2 186</b>	<b>(680)</b>	<b>157</b>	<b>29</b>	<b>23</b>	<b>20 910</b>

#### Goodwill

Au 30 juin 2024, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 5 049 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 497 millions d'euros. L'augmentation est essentiellement liée à l'acquisition du sous-groupe Arabelle Solutions qui a conduit à la constatation d'un goodwill provisoire de 955 millions d'euros (voir note 3.1.2).

### Autres actifs incorporels

Les autres actifs incorporels en cours au 30 juin 2024 comprennent essentiellement les études relatives à EPR 2 pour 1 933 millions d'euros y compris 161 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 1 651 millions d'euros et 125 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Au premier semestre 2024, la variation s'explique également par l'acquisition de Certificats verts pour 956 millions d'euros.

Au 30 juin 2024, une dépréciation des actifs liés à Nuward (*Small modular reactors*) a été comptabilisée pour un montant de (230) millions d'euros (voir note 10.3).

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

Le réacteur EPR 2 est un projet de réacteur nucléaire à eau sous pression qui répond aux objectifs de sûreté des réacteurs de troisième génération et qui a pour objectif d'intégrer le retour d'expérience de conception, de construction et de mise en service des réacteurs EPR ainsi que des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement.

Ce réacteur présentera des performances opérationnelles supérieures en termes de puissance (1 650 MW au lieu de 1 450 MW pour le réacteur actuel le plus puissant), de rendement, de disponibilité et de manœuvrabilité.

Le 10 février 2022, le Président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de 6 EPR 2 d'ici à 2035 et d'études pour 8 EPR 2 additionnels d'ici à 2050. Il a également constaté la nécessité de viser une mise en service du premier réacteur à l'horizon 2035 et précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR 2.

Le 29 juin 2023, EDF a annoncé engager les procédures d'autorisations nécessaires au lancement des travaux de construction de la première paire de réacteurs EPR 2 à Penly, ainsi que les autres procédures administratives nécessaires à sa réalisation et à son raccordement au réseau de transport d'électricité. EDF propose de construire trois paires d'EPR 2, dans cet ordre, sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts de France) et Bugey (Auvergne Rhône-Alpes, voir communiqué de presse de la Présidence de la République du 19 juillet 2023).

Dans l'attente d'une décision finale d'investissement du programme EPR 2, le Conseil d'administration du 15 février 2024 a autorisé EDF à poursuivre ses activités de développement en engageant un montant supplémentaire d'environ 1,2 milliard d'euros jusqu'à fin 2024, portant ainsi, en cumulé, le budget de développement du programme EPR 2 à 3 042 millions d'euros.

Le premier semestre a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR 2 : le feu vert pour le lancement des fabrications des composants primaires (maturité technique atteinte et levée officielle de points d'arrêt de l'ASN), la publication au Journal officiel le 6 juillet du décret d'approbation de la convention d'utilisation du domaine maritime de Penly permettant le démarrage des travaux préparatoires sur le site en juillet 2024. Les projets de Gravelines et Bugey se préparent activement. Le débat public de Gravelines se tiendra à l'automne 2024. La CNDP a été saisie pour le projet de Bugey et a décidé également de l'organisation d'un débat qui pourrait se tenir au premier semestre 2025. Les travaux sur le plan de compétitivité, la revue de maturité technique et la consolidation du Programme se sont également poursuivis au premier semestre. La consolidation du coût à terminaison et du plan de compétitivité se poursuivent. Un audit financier diligenté par l'État interviendra au deuxième semestre.

Au 30 juin 2024, le projet se compose de 1 933 millions d'euros d'immobilisations incorporelles et 132 millions d'euros d'immobilisations corporelles.

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

La phase de basic design (ou Avant-Projet Détaillé) s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à prendre une nouvelle orientation stratégique consistant à développer une nouvelle conception reposant sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuiera sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP). Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un SMR de génération 3, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international.

Le 26 avril 2024, la Commission européenne a autorisé une aide d'État française pour soutenir Nuward dans la recherche et le développement de petits réacteurs nucléaires modulaires dont 75 millions d'euros ont été reçus sur le premier semestre 2024. Ces subventions sont comptabilisées en autres débiteurs (voir note 12.5.4).

Compte tenu de ces éléments, le Groupe a déprécié au 30 juin 2024 les montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions de (230) millions d'euros (voir note 10.3).

## 10.2 Immobilisations corporelles

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2024
Terrains et constructions	14 561	15	149	(36)	24	46	5	14 764
Installations production nucléaire	82 796	7	1 552	(589)	265	-	(7)	84 024
Installations productions thermique et hydraulique	17 878	20	513	(34)	50	-	-	18 427
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	25 955	48	742	(192)	98	360	59	27 070
Actif au titre du droit d'utilisation	7 157	452	-	-	27	55	(536)	7 155
Immobilisations en cours	58 041	7 720	(2 956)	(166)	852	23	(317)	63 197
<b>VALEURS BRUTES</b>	<b>206 388</b>	<b>8 262</b>	<b>-</b>	<b>(1 017)</b>	<b>1 316</b>	<b>484</b>	<b>(796)</b>	<b>214 637</b>
Terrains et constructions	(8 768)	(195)	-	31	(14)	-	1	(8 945)
Installations production nucléaire	(56 818)	(1 874)	-	538	(179)	-	(335)	(58 668)
Installations productions thermique et hydraulique	(13 007)	(243)	-	33	(42)	-	(2)	(13 261)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(12 918)	(731)	-	187	(69)	25	547	(12 959)
Actif au titre du droit d'utilisation	(2 984)	(387)	-	-	(6)	1	392	(2 984)
Immobilisations en cours	(11 306)	-	-	7	(304)	-	(549)	(12 152)
<b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR</b>	<b>(105 801)</b>	<b>(3 430)</b>	<b>-</b>	<b>796</b>	<b>(614)</b>	<b>26</b>	<b>54</b>	<b>(108 969)</b>
<b>VALEURS NETTES</b>	<b>100 587</b>	<b>4 832</b>	<b>-</b>	<b>(221)</b>	<b>702</b>	<b>510</b>	<b>(742)</b>	<b>105 668</b>

Sur le premier semestre, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 5 081 millions d'euros, elle est liée pour 4 310 millions d'euros aux immobilisations en cours et 771 millions d'euros sur les immobilisations en service.

### Immobilisations en cours

Au 30 juin 2024, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève 51 045 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées à Hinkley Point C pour 18 672 millions d'euros, incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 2 185 millions d'euros (respectivement 15 723 millions d'euros et 1 682 millions d'euros au 31 décembre 2023). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (12 016) millions d'euros au 30 juin 2024, identique au 31 décembre 2023 (hors effets de change) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 15 699 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 485 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2023) ;
- les études relatives à Sizewell C pour 2 288 millions d'euros (1 483 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Au premier semestre 2024, l'augmentation en valeur brute de 5 156 millions d'euros s'explique pour :

- 3 338 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 2 588 millions d'euros pour Hinkley Point C et 750 millions d'euros pour Sizewell C ;
- 1 638 millions d'euros en France sur les grands projets dont 1 063 millions d'euros liés au Grand Carénage et 214 millions d'euros pour Flamanville 3 ;
- 852 millions d'euros d'écarts de conversion du fait de l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour 826 millions d'euros ;
- (2 956) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (1 700) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire et l'Italie pour (520) millions d'euros d'installations de production thermiques et hydrauliques.

### Immobilisations corporelles en service

Au 30 juin 2024, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 151 440 millions d'euros. L'augmentation de 3 093 millions d'euros sur le premier semestre s'explique par :

- 461 millions d'euros de mouvements de périmètre essentiellement sur EDF Renouvelables (liés notamment avec le parc solaire de Pirapora au Brésil pour 440 millions d'euros) ;
- 464 millions d'écarts de conversion en lien avec l'appréciation de la livre sterling par rapport à l'euro pour 379 millions d'euros ;
- (479) millions d'euros liés principalement aux révisions contractuelles sur les droits d'utilisation des contrats de location en autres mouvements ;
- 2 956 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période.

### EPR de Flamanville 3

Sur le premier semestre 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

L'Attestation de Conformité de l'ensemble chaudière nucléaire a été obtenue le 7 mai 2024, cette dernière était un préalable aux opérations de chargement des éléments combustibles dans la cuve du réacteur. Elle marque également l'achèvement et la conformité du chantier de remise à niveau des soudures du Circuit Secondaire Principal (CSP).

A la suite de l'autorisation de mise en service par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) délivrée le 8 mai 2024, les équipes d'EDF ont effectué du 8 au 15 mai le chargement des 241 assemblages du combustible dans la cuve du réacteur.

Une fois cette opération achevée, le couvercle de cuve a été fermé le 26 mai de manière à permettre la montée progressive en température et en pression des circuits puis la réalisation des essais de puissance. L'unité de production devrait être ensuite connectée au réseau électrique à l'été 2024 à l'atteinte d'une puissance de 400 MW et poursuivra sa montée en puissance par palier durant l'automne jusqu'à l'atteinte du 100 % de Puissance Nominale. Chaque palier de montée fera l'objet d'une autorisation préalable de l'ASN.

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 donc désormais le remplacement du couvercle de cuve lors de l'arrêt de Visite Complète (« VC1 ») qui devrait commencer fin 2025 à l'issue du 1<sup>er</sup> cycle d'exploitation de la tranche.

Le coût de construction (hors intérêts intercalaires) dans les états financiers consolidés au 30 juin 2024 s'élève à 12 552 millions d'euros, pour un coût à terminaison de 13,2 milliards d'euros <sup>2015</sup>, qui reste inchangé.

Ce montant immobilisé intègre les montants suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 071 millions d'euros ;
- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 788 millions d'euros.

### Hinkley Point C

Le 23 janvier 2024, le groupe a annoncé la réévaluation du calendrier et du coût de la construction des deux réacteurs. Le démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 est désormais prévu vers la fin de la décennie et plusieurs scénarios sont considérés :

- Le premier scénario, autour duquel le projet est organisé, correspond à un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029. Ce planning repose sur une productivité cible pour les montages électromécaniques basée sur la réalisation de plans d'actions en cours d'élaboration ;
- Un second scénario (cas de base) conduit à un démarrage de la production en 2030 afin de tenir compte des risques inhérents à la réussite de ces plans d'actions, à la montée en puissance de ces montages et au calendrier des essais ;
- Enfin, compte tenu de la complexité du projet, un scénario défavorable pourrait conduire à un démarrage de la production d'électricité de l'Unité 1 en 2031.

Dans les deux premiers scénarios, le coût à terminaison du projet est évalué dans une fourchette entre 31Mds£ et 34Mds£<sup>2015</sup> selon les cas de figure. Dans le scénario de calendrier défavorable, le coût supplémentaire serait d'environ 1Md£ <sup>2015</sup>.

Le coût du Génie Civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique (ainsi que sa conséquence sur les autres lots) sont les deux principales causes de cette révision du coût de construction.

Pour rappel, les conséquences de ces révisions de calendrier et de coûts ont été prises en compte dans l'évaluation des actifs au 31 décembre 2023 et s'étaient traduites par une dépréciation de (11 151) millions d'euros (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023).

Les différents chantiers pour la construction et l'exploitation de deux réacteurs EPR sur le site d'Hinkley Point (Royaume-Uni) se sont poursuivis au premier semestre 2024. En particulier :

- trois générateurs de vapeur sont arrivés sur site ;
- trois jalons clefs du projet ont été atteints : coulage de la dalle du fond de la piscine combustible, lancement de l'installation des échangeurs de chaleur des diesels, murs externes du niveau 5 de la station de pompage ;
- les équipes préparent l'installation de la cuve en septembre 2024 conformément au planning.

L'engagement de financement donné par les actionnaires a été consommé et depuis le quatrième trimestre 2023, en application des accords, la construction est financée par les actionnaires sur une base volontaire. Depuis cette date, EDF a assumé seul le financement du projet.

À fin juin 2024, EDF détient 70,5 % de la société de projet, CGN détenant les 29,5 % restants.

### Sizewell C

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

Au premier semestre 2024, le projet a connu les évolutions suivantes :

- l'autorité de sûreté britannique (ONR) a octroyé en mai 2024 la licence de site nucléaire (Nuclear Site License) nécessaire au démarrage de la construction de la centrale ;
- Framatome a signé plusieurs contrats avec la société de projet Sizewell C en avril 2024. Framatome fournira les deux chaudières nucléaires et les systèmes de contrôle-commande de sûreté de la centrale. Parmi les accords signés figurent également un contrat de long terme de fourniture du combustible ainsi qu'un contrat de maintenance et de service de long terme pour soutenir l'exploitation de la centrale. Les fabrications de tous les forgés de l'Unité 1 ont démarré ;
- la société de projet Sizewell a acquis le terrain principal du site auprès d'EDF Energy au premier semestre 2024 et les travaux de construction sur site ont formellement débuté.

Les modalités de financement de la construction sont en cours de discussion avec le gouvernement britannique. Le gouvernement britannique a lancé en septembre 2023 un processus de levée de fonds auprès d'investisseurs privés afin de rechercher des financements complémentaires pour la construction.

La décision de construire la centrale reste soumise à la décision finale d'investissement (FID - *Final Investment Decision*).

L'engagement d'EDF de financer le projet jusqu'à la FID est soumis à un plafond qui a été atteint fin 2023. Dans l'attente d'une FID, le projet a été intégralement financé au cours du premier semestre 2024 par l'État britannique, renforçant sa position d'actionnaire majoritaire. A fin juin 2024, l'État britannique détient 76,1 % du projet et EDF les 23,9 % restants.

Au 30 juin 2024, Sizewell C reste consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe malgré sa participation minoritaire dans le projet en raison notamment de l'implication d'EDF dans les décisions clés du projet et d'une visibilité insuffisante sur l'autonomie de la société projet et l'allocation des risques et responsabilités entre les différentes parties prenantes à compter de la FID. La cible du Groupe est de ne pas porter au bilan ce projet et de limiter sa participation à 19,99 % au maximum : la gouvernance du projet, les levées de fonds en cours, l'autonomie croissante de Sizewell C par rapport à EDF et le soutien renforcé du gouvernement britannique devraient faire évoluer cette situation d'ici la décision finale d'investissement.

L'engagement d'EDF de contribuer au financement de la construction du projet à la FID est conditionné, à l'instar des autres investissements, au respect de certains critères retenus par le Groupe.

### 10.3 Pertes de valeur et reprises

La méthodologie retenue par le Groupe pour réaliser les tests de dépréciation est précisée dans la note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

Pour rappel, les pertes de valeur enregistrées au 31 décembre 2023 se sont élevées à (13 011) millions d'euros et ont concerné principalement le projet Hinkley Point C au Royaume-Uni à hauteur de (11 151) millions d'euros à la suite de la revue du calendrier et des coûts de construction (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes au 31 décembre 2023) ainsi qu'à la perte de valeur constatée sur le goodwill EDF Energy pour (1 773) millions d'euros.

Des tests de dépréciation sont réalisés lors de la clôture semestrielle en cas d'indice de perte de valeur.

Lors de la revue de ses actifs et de l'appréciation des indices de pertes de valeur au 30 juin 2024, le Groupe a considéré l'évolution sur le semestre des paramètres clés susceptibles d'affecter ses différentes UGT.

Les prix de l'électricité à court terme (sur l'horizon de marché Cal 2025 et Cal 2026) ont notamment connu des évolutions à la baisse plus ou moins prononcées au cours de ce premier semestre au sein des zones Royaume-Uni et Europe et ont fait l'objet d'une analyse spécifique.

A titre de rappel, les prix de l'électricité à long terme issus d'un processus de construction et de scénarisation complexes ne sont mis à jour qu'annuellement en fin d'année (voir note 10.8 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023). 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 2023 restent, en conséquence, la meilleure estimation du Groupe de ces prix au 30 juin 2024.

S'agissant d'EDF Energy au Royaume-Uni, la baisse des prix à court terme déjà observée sur les marchés à la fin de l'année 2023 a principalement affecté l'UGT Nuclear Generation et a été, en grande partie, prise en compte lors de la réalisation des tests de dépréciation pour les comptes consolidés au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2023. Ainsi, la variation sur le premier semestre 2024 présente une baisse modérée dans cette zone, et le Groupe n'a pas identifié d'indice de perte de valeur sur ses actifs nécessitant la conduite de tests de dépréciation. Pour les autres UGT d'EDF Energy, il n'a pas été constaté de variation significative des hypothèses opérationnelles et macroéconomiques nécessitant une mise à jour des tests de dépréciation.

S'agissant du parc France, d'Edison en Italie et de Luminus en Belgique, les prix de l'électricité court terme ont connu des variations plus marquées sur la période. Compte tenu de la volatilité observée et de la tendance baissière du marché sur les prix, des analyses de sensibilités ont été réalisées sur chacune de ces zones en tenant compte d'une réduction moyenne de 30 % des prix à court terme. Le résultat de ces analyses a confirmé l'absence de risque de perte de valeur et le maintien de marges confortables sur ces UGT. En conséquence et en l'absence d'autres indices de perte de valeur le Groupe n'a pas réalisé de test de dépréciation sur ces actifs.

Au 30 juin 2024, des tests de dépréciation ont par ailleurs été réalisés sur certains actifs spécifiques pour lesquels des indices de perte de valeur ont été identifiés. À la suite de ces travaux, des pertes de valeur à hauteur de (276) millions d'euros ont été comptabilisées sur le premier semestre 2024. Elles concernent principalement la dépréciation des actifs liés à Nuward, projet de développement de petit réacteur modulaire (SMR) du Groupe EDF. En effet, compte tenu des enseignements tirés des travaux d'ingénierie et de développement menés pendant la phase d'avant-projet détaillé, Nuward a décidé de réorienter le design du projet en s'appuyant sur des briques technologiques éprouvées et plus en adéquation avec les conditions de marché.

Des pertes de valeur au titre des entreprises associées (voir note 11) sont également comptabilisées à hauteur de (61) millions d'euros liées à des participations immobilières dans des actifs dédiés ainsi qu'à la participation dans le parc éolien *offshore* détenu par EDF Renouvelables en Mer d'Écosse. Cette dépréciation de titres est par ailleurs complétée d'une dépréciation partielle des prêts octroyés pour le financement de ce projet à hauteur de (208) millions d'euros (voir note 11.3). Cela fait suite à un retard sur la mise en service d'une partie des turbines.

Au 30 juin 2023, des pertes de valeur pour un montant de (48) millions d'euros avaient été comptabilisées sur certains actifs. Elles concernaient notamment à hauteur de (36) millions d'euros deux parcs éoliens d'EDF Renouvelables en Chine mis en service en 2021, et pour lesquels le risque avéré de non-réception des subventions impactait sensiblement la rentabilité des projets. Des pertes de valeur au titre des entreprises associées avaient également été enregistrées à hauteur de (50) millions d'euros au titre notamment de deux parcs éoliens détenus par EDF Renouvelables au Mexique pour (15) millions d'euros.

## Note 11 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

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

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2024			30/06/2023		31/12/2023	
		Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	
CTE	11.1	50,10 %	1 689	-	(60)	1 793	190	
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	14.2	n.a.	2 299	39	(1)	1 850	(48)	
Participations d'EDF Renouvelables	11.3	n.a.	2 378	(28)	(22)	2 509	(61)	
Taishan (TNPJVC)	11.2	30,00 %	n.c.	n.c.	(25)	1 075	(78)	
Participations d'EDF Trading	11.3	n.a.	1 008	115	-	867	255	
Autres participations	11.3	n.a.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.	
<b>TOTAL</b>			<b>9 448</b>	<b>178</b>	<b>142</b>	<b>9 037</b>	<b>257</b>	

n.a. : non applicable

n.c. : non communiqué

### 11.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

La filiale de CTE, RTE (Réseau de Transport d'Électricité), a la charge de gérer le réseau public de transport Haute Tension et Très Haute Tension de l'électricité en France. Enedis fait appel au réseau de RTE pour acheminer l'énergie vers le réseau de distribution.

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

Le 10 janvier 2024, CTE a lancé avec succès une émission d'obligations senior pour un montant de 500 millions d'euros d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 3,75 %.

### 11.2 Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, il n'est pas présenté dans ce tableau d'éléments financiers de Taishan pour le 30 juin 2024.

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

Au premier trimestre 2023, le réacteur 1 avait été arrêté dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« Refueling Outage »). Comme indiqué par CGN dans un communiqué le 9 juin 2023, au cours de cet arrêt, TNPJVC avait ajouté certaines inspections et tests afin d'accumuler des données et de l'expérience pour une exploitation stable à long terme de l'unité. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 27 novembre 2023 et fonctionne en toute sécurité depuis ce redémarrage. Le réacteur 2 a été arrêté pour son troisième arrêt programmé pour maintenance et rechargement en combustible au printemps 2024. Il est maintenant reconnecté au réseau et fonctionne en toute sécurité.

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 2024, 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 participation.

### 11.3 Autres participations

Les participations détenues par EDF Renouvelables se situent principalement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe, en Chine et au Brésil. L'augmentation sur le semestre s'explique principalement par le projet Desert Harvest I & II.

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

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe. Depuis début juin 2024, la première turbine, d'une capacité de 60 MW, fournit de l'électricité. D'ici la fin de l'année, les autres turbines seront progressivement mises en service et porteront la puissance installée à 420 MW.

Sur le premier semestre 2024, (61) millions d'euros de pertes de valeur ont été comptabilisées au titre des participations dans les entreprises associées et les coentreprises ((50) millions d'euros sur le premier semestre 2023). Au 30 juin 2024, une dépréciation des prêts en lien avec la participation dans le parc éolien *offshore* détenu par EDF Renouvelables en Mer d'Écosse a été comptabilisée pour 208 millions d'euros (voir notes 10.3 et 17.1.3).

## Note 12 Besoin en fonds de roulement (BFR)

### 12.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

L'évolution du besoin en fonds de roulement net au cours du premier semestre 2024 est la suivante :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2023	Variation monétaire	Variation non-monétaire	30/06/2024
Stocks et en-cours de production		(18 092)	8	(209)	(18 293)
Clients et comptes rattachés nets de provision	12.2	(26 833)	6 887	(368)	(20 314)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.4	19 687	(3 773)	326	16 240
Dette/(créance) de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	12.3	2 030	(3 799)	-	(1 769)
Autres débiteurs et autres créditeurs <sup>(1)</sup>	12.3 et 12.5	12 468	204	53	12 725
Autres éléments du besoin en fonds de roulement <sup>(2)</sup>		(628)	(233)	(572)	(1 433)
<b>BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET</b>		<b>(11 368)</b>	<b>(706)</b>	<b>(770)</b>	<b>(12 844)</b>

(1) Hors créances et dettes sur acquisition/cession d'immobilisations et subventions d'investissements.

(2) Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO<sub>2</sub> et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

La variation **monétaire** des autres débiteurs et créditeurs s'explique notamment par l'augmentation des dettes fiscales et sociales pour 0,4 milliard d'euros en particulier sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour 0,6 milliard d'euros dont principalement par 0,9 milliard d'euros liés à la hausse de la taxes intérieures de consommation sur l'électricité (TICFE) (voir note 12.5).

Les flux **non monétaires** incluent les effets des variations de périmètre, les effets de change et de variation de juste valeur ainsi que les effets de reclassements. La variation des flux non monétaires sur le premier semestre 2024 s'explique principalement par les effets périmètre pour un total de (53) millions d'euros, dont (101) millions d'euros liés au bilan provisoire de l'acquisition d'Arabelle Solutions et par la variation de juste valeur sur stocks et instruments dérivés liés à l'exploitation pour un total de 297 millions d'euros (voir note 12.5).

### 12.2 Clients et comptes rattachés

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

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute	19 512	24 232
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute	2 636	4 341
Dépréciations	(1 834)	(1 740)
<b>CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE</b>	<b>20 314</b>	<b>26 833</b>

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 1 843 millions d'euros au 30 juin 2024 (1 808 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les créances clients sont en baisse par rapport au 31 décembre 2023 en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires des différents secteurs, notamment en raison de l'évolution baissière des prix : France - Activités de production et commercialisation (3,1) milliards d'euros, EDF Trading (1,7) milliard d'euros, France - Activités régulées (0,7) milliard d'euros, EDF Energy (0,6) milliard d'euros et Italie (0,5) milliard d'euros.

#### 12.2.1 Créances échues/non échues

(en millions d'euros)	30/06/2024			31/12/2023		
	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
<b>CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>22 148</b>	<b>(1 834)</b>	<b>20 314</b>	<b>28 573</b>	<b>(1 740)</b>	<b>26 833</b>
dont créances échues de moins de 6 mois	2 104	(372)	1 732	2 263	(392)	1 871
dont créances échues de 6 à 12 mois	1 117	(324)	793	1 100	(401)	699
dont créances échues de plus de 12 mois	1 228	(773)	455	1 066	(728)	338
<b>dont total des créances échues</b>	<b>4 449</b>	<b>(1 469)</b>	<b>2 980</b>	<b>4 429</b>	<b>(1 521)</b>	<b>2 908</b>
<b>dont total des créances non échues</b>	<b>17 699</b>	<b>(365)</b>	<b>17 334</b>	<b>24 144</b>	<b>(219)</b>	<b>23 925</b>

## 12.2.2 Opérations de mobilisation de créances

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Créances clients transférées et maintenues au bilan	38	57
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 234	1 764

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 234 millions d'euros au 30 juin 2024, concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 764 millions d'euros en décembre 2023).

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

## 12.3 Autres débiteurs

Au 30 juin 2024, les autres débiteurs intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 1,8 milliard d'euros (3,1 milliards d'euros en 2023). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 12.5).

Au 30 juin 2024, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 2 079 millions d'euros (2 508 millions d'euros au 31 décembre 2023) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 682 millions d'euros (1 609 millions d'euros au 31 décembre 2023).

### 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 2023.

Le montant des charges à compenser à EDF SA au titre du premier semestre 2024 s'élève à 4 035 millions d'euros et se détaille principalement comme suit :

- Les charges de Service public à couvrir au titre des obligations d'achat à hauteur de 1 524 millions d'euros. Ceci s'explique par le niveau des prix de marché de l'électricité devenus en 2024 inférieurs au coût de l'énergie soutenu par EDF ;
- A hauteur de 1 426 millions d'euros au titre de la couverture du moindre chiffre d'affaires induit par la limitation des prix de vente aux clients finals (7 194 millions d'euros au 30 juin 2023). La baisse observée résulte de l'arrêt progressif des dispositifs d'aide aux clients finals au titre du gaz et de l'électricité, respectivement fin juillet 2023 et fin janvier 2024. L'amortisseur électricité pour tous les contrats signés ou renouvelés avant le 30 juin 2023 est quant à lui maintenu. Le dispositif du bouclier tarifaire électricité est compensé à hauteur de 1 698 millions d'euros et est minoré par une charge à payer au titre de l'amortisseur d'électricité à hauteur de (272) millions d'euros ;
- Les charges de Service public à compenser au titre des zones non interconnectées et de solidarités pour 1 071 millions d'euros.

Les montants encaissés sur le premier semestre 2024, en provenance du Budget Général de l'État, s'établissent à 227 millions d'euros. Ce montant résulte notamment du solde du mécanisme au titre de l'année 2023.

Au 30 juin 2024, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 1 769 millions d'euros (dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023).

## 12.4 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	13 510	14 533
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	2 730	5 154
<b>DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS</b>	<b>16 240</b>	<b>19 687</b>

La variation des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur le premier semestre de l'année 2024, pour (1,0) milliard d'euros, concerne notamment Enedis pour (0,9) milliard d'euros, Edison pour (0,3) milliard d'euros et EDF Energy 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 relatives sont en conséquence comptabilisées en « Dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe.

## 12.5 Autres créditeurs

Les éléments constitutifs des autres créditeurs se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Avances et acomptes reçus	2 876	4 011
Fournisseurs d'immobilisations	4 785	5 464
Dettes fiscales	5 108	4 740
Dettes sociales	6 340	6 236
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	3 939	3 548
Autres produits constatés d'avance <sup>(1)</sup>	1 382	1 267
Appels de marge <i>trading</i>	694	922
Dette de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	-	2 030
Autres dettes	3 759	4 442
<b>AUTRES CRÉDITEURS</b>	<b>28 883</b>	<b>32 660</b>
<i>dont part non courante</i>	<i>5 873</i>	<i>5 685</i>
<i>dont part courante</i>	<i>23 010</i>	<i>26 975</i>

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

### 12.5.1 Avances et acomptes reçus

Au 30 juin 2024, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements faits par les clients des contrats long terme de Framatome pour 765 millions d'euros (719 millions d'euros au 31 décembre 2023).

### 12.5.2 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 30 juin 2024, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées à EDF dans le cadre du financement des centrales nucléaires pour 2 186 millions d'euros (2 089 millions d'euros au 31 décembre 2023) et à Arabelle Solutions pour 305 millions d'euros.

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

### 12.5.3 Appels de marge *trading*

Au 30 juin 2024, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,7 milliard d'euros (0,9 milliard d'euros en 2023). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 12.3), s'agissant de contreparties différentes.

### 12.5.4 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements pour 1,6 milliard d'euros au 30 juin 2024 (1,6 milliard d'euros au 31 décembre 2023) dont 120 millions d'euros reçus sur le premier semestre 2024 concernant en particulier la recherche et le développement de petits réacteurs modulaires nucléaires (SMR) en France (36 millions d'euros sur le premier semestre 2023, voir note 10.1).

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

## Note 13 Capitaux propres

### 13.1 Capital social

Au 30 juin 2024, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros et est composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

### 13.2 Distributions de dividendes

L'Assemblée générale des actionnaires s'est tenue le 11 juin 2024. Aucune distribution de dividendes ne sera réalisée en 2024 au titre de l'exercice 2023.

### 13.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

Au 30 juin 2024, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 764 millions d'euros (déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts) (12 009 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Le 5 juin 2024, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement le 5 juillet 2024 de la souche de dette hybride émise en octobre 2018 pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4 % échéance au 30 octobre 2024. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 30 juin 2024 les 1 243 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros en autres dettes financières et pour (7) millions d'euros en primes et réserves pour la part des frais d'émission.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 307 millions d'euros sur le premier semestre 2024, contre 300 millions d'euros sur le premier semestre 2023 et 630 millions d'euros sur l'exercice 2023. La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

Sur le premier semestre 2024, une rémunération de 70 millions d'euros a été versée en juillet 2024 par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée contre 85 millions d'euros en juillet 2023.

### 13.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

	30/06/2024		30/06/2023		
	% 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
(en millions d'euros)					
<b>Principales participations ne donnant pas le contrôle :</b>					
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	2 018	195	2 231	79
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	29,50 %	5 468	(23)	7 515	(23)
NNB Holding Company (SZC) Ltd.	76,10 %	3 105	(16)	1 206	-
EDF Investissements Groupe SA	7,54 %	521	7	519	6
Luminus SA	31,37 %	895	57	616	(26)
Framatome	19,50 %	168	(19)	216	(19)
<b>Autres participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>1 612</b>	<b>105</b>	<b>1 409</b>	<b>81</b>
<b>TOTAL</b>		<b>13 787</b>	<b>306</b>	<b>13 712</b>	<b>98</b>

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., holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 70,5 % (67,7 % au 31 décembre 2023) par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de CGN dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (SZC) Ltd., holding de la Société portant le projet Sizewell C, détenue à 23,9 % (49,4 % au 31 décembre 2023) par le Groupe *via* EDF Energy, correspondent à la part de His Majesty's Government (HMG) dans cette entité.

Les participations ne donnant pas le contrôle de Framatome, détenu à 80,5 % par le Groupe *via* la société EDF SA, correspondent uniquement à la part de Mitsubishi Heavy Industries à hauteur de 19,5 % depuis l'acquisition le 25 janvier 2024 des 5 % détenus par Assystem qui était actionnaire minoritaire dans Framatome.

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

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

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires des filiales des sous-groupes Edison et EDF Renouvelables. Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 68 millions d'euros au 30 juin 2024 (98 millions d'euros au 30 juin 2023).

## Note 14 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux provisions liées à la production nucléaire ainsi que les principales modalités d'évaluations de ces provisions sont décrits dans les notes 15.1.1 (France) et 15.2 (Royaume-Uni) de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

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)	30/06/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	31 180	2 130	33 310	28 193	2 069	30 262
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	32 111	1 562	33 673	32 013	1 269	33 282
Provisions liées à la production nucléaire	63 291	3 692	66 983	60 206	3 338	63 544

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

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	30/06/2024
Provisions pour gestion du combustible usé	15 114	3 781	(678)	211	33	(69)	18 392
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	406	-	-	11	11	3	431
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 742	34	(301)	51	32	(71)	14 487
<b>Provisions pour aval du cycle nucléaire</b>	<b>30 262</b>	<b>3 815</b>	<b>(979)</b>	<b>273</b>	<b>76</b>	<b>(137)</b>	<b>33 310</b>
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	29 291	2	(467)	616	276	(172)	29 546
Provisions pour derniers cœurs	3 991	-	-	93	34	9	4 127
<b>Provisions pour déconstruction et derniers cœurs</b>	<b>33 282</b>	<b>2</b>	<b>(467)</b>	<b>709</b>	<b>310</b>	<b>(163)</b>	<b>33 673</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE</b>	<b>63 544</b>	<b>3 817</b>	<b>(1 446)</b>	<b>982</b>	<b>386</b>	<b>(300)</b>	<b>66 983</b>

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur le premier semestre 2024 s'explique notamment par une augmentation des provisions pour gestion du combustible usé en France au titre de la révision du scénario des coûts d'entreposage des combustibles usés (voir note 14.1) pour 3 301 millions d'euros dont les effets sont présentés en « Augmentations » pour un montant de 3 291 millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « Autres mouvements » pour un montant de 10 millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs.

Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base en France (voir note 14.1) diminuant les provisions de (918) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Effet de l'actualisation » pour un montant de (491) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat et en « Autres mouvements » pour un montant de (427) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

## 14.1 Provisions nucléaires en France

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

Concernant les provisions pour gestion du combustible usé, les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêt des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 - 2040, et dont le dernier, signé le 5 février 2016, fixait les conditions d'application pour la période 2016 - 2023.

Des négociations étaient en cours depuis septembre 2020 avec Orano Recyclage au titre de l'avenant 2024-2026. En septembre 2023, les négociations ont convergé avec la signature d'un accord sur les principes du futur contrat d'application (avenant 2024-2026 à l'accord cadre), se traduisant pour EDF SA par une augmentation de 2 216 millions d'euros des provisions pour gestion du combustible usé au 31 décembre 2023. Le contrat d'application pour la période 2024-2026, reprenant les éléments de l'accord sur les principes mentionné ci-dessus, a été validé par le Conseil d'administration le 28 juin 2024. En conséquence, ce contrat n'a pas d'impact significatif sur les provisions pour gestion du combustible usé au 30 juin 2024. L'accord transitoire qui couvrait la période du 1<sup>er</sup> semestre 2024 a été prolongé jusqu'au 30 septembre 2024. La signature par l'ensemble des parties de l'accord d'application pour la période 2024-2026 est envisagée dans cet intervalle.

Par ailleurs, l'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle, avec à fin 2023 :

- d'une part, un sujet relatif aux risques de saturation des piscines de La Hague à l'horizon 2030 compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF. Dans cette perspective, la construction d'une piscine d'entreposage centralisé sous maîtrise d'ouvrage et exploitée par EDF, dont la mise en service d'un premier bassin, était prévue pour 2034 afin d'augmenter le volume d'entreposage à long-terme des futurs combustibles usés et ainsi éviter la saturation. Ce premier bassin, avec une fonction d'extension des piscines des réacteurs nucléaires permettant d'assurer la continuité d'exploitation du parc, était ainsi considéré comme une immobilisation corporelle. Dans l'attente de ce bassin, des solutions transitoires, projets parades de densification des piscines existantes du site Orano de La Hague et solution complémentaire d'entreposage à sec pour les combustibles usés au plutonium (MOX) et à l'uranium issu du traitement (URE), faisaient l'objet d'études dont les coûts associés étaient couverts par les provisions ;
- et d'autre part, le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé) ou à l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville dans l'attente des réacteurs de quatrième génération. Ce besoin était couvert par des provisions basées sur un scénario de construction d'un deuxième bassin au titre de la piscine d'entreposage centralisé dont la mise en service était prévue en 2047.

Concernant ce sujet de gestion des combustibles usés, le premier semestre 2024 a été marqué par :

- le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 qui a permis de confirmer les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague ;
- l'audition conjointe Orano et EDF du 11 avril 2024 par le collège de l'ASN qui a permis, dans le contexte du CPN mentionné ci-dessus, de présenter de façon convergée, un état des lieux à date des capacités d'entreposage sur le site de La Hague ainsi que les projections de quantités de combustibles usés à entreposer. Suite à cette audition, l'ASN dans sa note d'information du 17 avril 2024 a pris note d'un report du risque de saturation dans les piscines de La Hague, tout en réaffirmant le besoin de mise en place de parades pour restituer des marges de sécurité. Par ailleurs, l'ASN a appelé les exploitants à mettre en œuvre de nouvelles capacités d'entreposage long terme dans les délais les plus courts possibles avec des objectifs de sûreté de haut niveau.

Ainsi, le scénario industriel présenté par EDF devant le collège des commissaires de l'ASN le 11 avril 2024 intègre la détente annoncée du risque de saturation des piscines La Hague à court terme (avec mise en œuvre des parades) conjuguée à la perspective de renouvellement des usines de La Hague, avec notamment le recours à un bassin unique (au lieu de deux bassins précédemment prévus, comme mentionné ci-dessus) sous maîtrise d'ouvrage EDF, conformément aux dispositions de l'arrêté du 9 décembre 2022 pris en application du décret n° 2022-1547 du 9 décembre 2022, et ayant pour fonction l'entreposage longue durée du combustible au plutonium (MOX usé) et le combustible de Creys-Malville. Les estimations retenues pour valoriser ce scénario reposent sur ces hypothèses structurantes. Les travaux se poursuivent entre EDF, Orano, l'ASN et les services de l'Etat, en lien avec les réflexions sur le renouvellement des installations de l'aval du cycle. Si de nouvelles modalités de mise en œuvre des nouvelles capacités d'entreposage long terme dans le nouveau contexte de renouvellement des installations de l'aval du cycle étaient décidées, le Groupe en traduirait les effets dans ses comptes.

Au 30 juin 2024, ce changement de scénario industriel conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du premier bassin pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion du combustible usé à fin juin 2024, en tenant compte des dernières estimations, de la façon suivante :

- concernant la gestion du risque de saturation des piscines La Hague à court terme (entre 2030 et 2040), la confirmation de la mise en œuvre du projet parade de densification de ces piscines, avec la finalisation des études de développement conduisant à une augmentation des provisions de 311 millions d'euros au 30 juin 2024. La solution complémentaire d'entreposage à sec reste également envisagée à ce stade ;
- concernant le besoin d'entreposage long terme du combustible au plutonium (MOX usé) et du combustible de Creys-Malville, la prise en compte du nouveau dimensionnement de la capacité d'un bassin unique et d'une mise en service au plus tôt. L'estimation s'appuie sur une revue des coûts du projet proposé par EDF au niveau Avant Projet Sommaire (APS) finalisée sur le premier trimestre 2024 intégrant les derniers requis en termes de sûreté et de sécurité. Ces éléments conduisent à une augmentation de cette provision, non liée au cycle d'exploitation au sens de la loi de 2006 et donnant donc lieu à constitution d'actifs dédiés, pour un montant de 2 657 millions d'euros au 30 juin 2024 ;
- concernant le combustible usé engagé à date à l'uranium issu du traitement (URE), il est dorénavant considéré dans le scénario industriel qu'il sera traité dans les usines existantes de La Hague (en lieu et place d'un entreposage long terme suivi d'un stockage direct). Les provisions pour gestion du combustible usé au titre du traitement augmentent de 333 millions d'euros, et les provisions pour gestion long terme diminuent de 120 millions d'euros.

Enfin, conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023, conduit par un cabinet d'audit externe. L'audit a commencé au début du deuxième trimestre 2024 et devrait se conclure avant la fin de l'exercice 2024.

Concernant les provisions pour démantèlement et dernier cœur il n'y a pas eu sur le premier semestre 2024 d'événement réglementaire, industriel, opérationnel ou financier susceptible de conduire à une évolution notable des devis et provisions.

Concernant Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF est engagé actuellement dans une phase d'essais précritiques, c'est-à-dire sans que la réaction en chaîne ne soit déclenchée. EDF procédera ensuite à la divergence du réacteur (après accord de l'ASN), c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence impliquera, dans les états financiers consolidés du Groupe, la comptabilisation des provisions relatives à Flamanville 3 au titre de la déconstruction, gestion des déchets issus de la déconstruction et dernier cœur, pour un montant estimé à 375 millions d'euros. La contrepartie de la provision sera comptabilisée en immobilisations. A cela s'ajoutera la constatation d'une provision pour gestion du combustible usé estimée à 75 millions d'euros dont la contrepartie sera comptabilisée en stocks de combustibles.

### Taux d'actualisation et taux d'inflation

Les modalités de calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation sont décrites en note 15.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

Sur cette base, le taux d'actualisation nominal s'établit à 4,7 % au 30 juin 2024 (4,5 % au 31 décembre 2023) prenant en compte une hypothèse d'inflation de 2,1 % (2,0 % au 31 décembre 2023), soit un taux d'actualisation réel de 2,6 % au 30 juin 2024 (2,5 % au 31 décembre 2023).

La hausse du taux d'actualisation reflète la hausse observée des taux des OAT sur le premier semestre 2024.

### Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu doit respecter un double plafond réglementaire. Selon le décret du 1<sup>er</sup> 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 l'arrêté du 1<sup>er</sup> juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (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 2,72 % au 30 juin 2024 (2,85 % au 31 décembre 2023).

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 % observé entre le 1<sup>er</sup> janvier 2004 et le 30 juin 2024, 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

	30/06/2024		31/12/2023	
	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 du combustible usé	24 345	15 915	18 998	12 657
<i>dont non liée au cycle d'exploitation</i>	<i>7 531</i>	<i>4 389</i>	<i>3 658</i>	<i>1 760</i>
Gestion à long terme des déchets radioactifs	37 627	12 866	38 467	13 205
<b>AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE</b>	<b>61 972</b>	<b>28 781</b>	<b>57 465</b>	<b>25 862</b>
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	23 564	13 005	23 335	13 002
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	8 820	5 343	8 832	5 417
Derniers cœurs	4 796	2 797	4 668	2 720
<b>DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS</b>	<b>37 180</b>	<b>21 145</b>	<b>36 835</b>	<b>21 139</b>
<b>PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006</b>		<b>49 926</b>		<b>47 001</b>

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

Au 30 juin 2024 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
<b>Aval du cycle nucléaire :</b>					
- gestion du combustible utilisé	17 143	(298)	315	259	(275)
- gestion à long terme des déchets radioactifs	12 866	(671)	751	519	(587)
<b>Déconstruction et derniers cœurs :</b>					
- déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 005	(558)	586	-	-
- déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 343	(157)	167	157	(167)
- derniers cœurs	2 797	(91)	97	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>51 154</b>	<b>(1 775)</b>	<b>1 916</b>	<b>935</b>	<b>(1 029)</b>
<i>dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés</i>	<i>36 202</i>	<i>(1 548)</i>	<i>1 679</i>	<i>796</i>	<i>(884)</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 (904)/939 millions d'euros dont 478/(502) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

## 14.2 Actifs dédiés d'EDF

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

Les caractéristiques de ce portefeuille ainsi que ses principes de gestion et la réglementation applicable sont exposés en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

### 14.2.1 Évolutions des actifs dédiés sur le premier semestre

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 % au 31 décembre 2023 (108,5 %), il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur le premier semestre 2024 (pour rappel, il n'y a pas eu d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2023 et aucune dotation n'a été réalisée en 2023).

Dans la continuité de 2023, les marchés actions ont été orientés à la hausse sur le premier semestre 2024, et les marchés obligataires sont restés relativement stables.

Les craintes de surchauffe de l'économie américaine se sont amoindries, et les données macro-économiques sur le marché de l'emploi et sur l'inflation (3,0 % pour juin 2024) se rapprochent des objectifs de la Banque centrale des Etats-Unis. Si le ton est encore prudent, le marché est désormais confiant sur le fait que le prochain mouvement sur les taux sera une baisse, probablement à la rentrée. La BCE a quant à elle déjà initié une première baisse de taux en juin, puisque l'inflation européenne est sur une tendance à la convergence vers 2 %. L'impact sur les taux longs est cependant resté faible en Europe, puisque dans le même temps, les incertitudes politiques ont ravivé le spectre d'une crise des déficits et de la dette.

Côté entreprises, comme l'an dernier, ce sont quelques entreprises qui concentrent les bons chiffres de croissance et les performances boursières. En lien avec la révolution de l'intelligence artificielle, les mega capitalisations américaines surperforment l'ensemble du marché et cinq titres (Nvidia, Microsoft, Apple, Amazon et Meta) expliquent 44 % de la performance de l'indice MSCI All Country World sur le semestre.

Depuis le début de l'année, l'indice actions MSCI All Country World progresse de 13,7 % en Euro, l'indice obligataire souverain FTSE EMU GBI recule de 1,9 %, l'indice crédit Investment grade FTSE EuroBIG Corporate progresse de 0,5 % et l'indice high yield short duration progresse de 2,7 %.

La performance des actifs de croissance (+ 12,6 % dont + 13,1 % pour les actions cotées) et des actifs de taux (+ 0,4 % dont + 0,1 % pour les obligations cotées) sont proches de celles des indices.

Des variations de juste valeur positives du portefeuille d'actifs dédiés (OPC, actions) ont ainsi été enregistrées sur le premier semestre 2024 dans le résultat financier à hauteur de 1 837 millions d'euros (voir note 8.3) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de + 1 392 millions d'euros sur le premier semestre 2023 et de + 2 220 millions d'euros sur l'exercice 2023. De même, des variations de juste valeur négatives sur le portefeuille d'actifs dédiés obligations ont été enregistrées sur le premier semestre 2024 en OCI à hauteur de (98) millions d'euros (voir note 17.1.2) contre des variations de juste valeur positives à hauteur de + 141 millions d'euros sur le premier semestre 2023 et de + 431 millions d'euros en 2023.

Au premier semestre 2024, 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 finalisé les acquisitions signées au second semestre 2023 (50 % d'un portefeuille d'entrepôts logistiques en Suède ainsi que 40,05 % d'un consortium qui a pris le contrôle de l'opérateur norvégien de ferries électrifiés Fjord1). En mai 2024, EDF Invest a également signé une promesse de vente en vue de l'acquisition de 50 % d'un portefeuille d'entrepôts logistiques en France (opération restant à finaliser au second semestre 2024).

Des retraits pour un montant de 329 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir au premier semestre 2024 (309 millions d'euros sur le premier semestre 2023 et 465 millions d'euros sur l'exercice 2023).

## 14.2.2 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

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

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	30/06/2024		31/12/2023	
		Valeur comptable	Valeur de réalisation	Valeur comptable	Valeur de réalisation
<b>ACTIFS DE RENDEMENT (EDF Invest)<sup>(1)</sup></b>		<b>6 507</b>	<b>9 204</b>	<b>6 196</b>	<b>8 657</b>
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées <sup>(1) et (2)</sup>	4 136	6 827	3 834	6 287
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets <sup>(3)</sup>	2 380	2 386	2 359	2 367
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(9)	(9)	3	3
<b>ACTIFS DE CROISSANCE</b>		<b>15 706</b>	<b>15 706</b>	<b>14 036</b>	<b>14 036</b>
Actions cotées	Titres de dettes	15 105	15 105	13 392	13 392
Fonds actions non cotées (EDF Invest) <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	632	632	589	589
Dérivés	Juste valeur des dérivés	(31)	(31)	55	55
<b>ACTIFS DE TAUX</b>		<b>13 660</b>	<b>13 660</b>	<b>14 192</b>	<b>14 192</b>
Obligations et TCN cotés	Titres de dettes	12 868	12 868	12 488	12 488
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest) <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	243	243	236	236
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest) <sup>(1)</sup>	Titres de dettes	380	380	363	363
Trésorerie <sup>(4)</sup>	Titres de dettes	159	159	1 104	1 104
Dérivés	Juste valeur des dérivés	10	10	1	1
<b>TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS</b>		<b>35 873</b>	<b>38 570</b>	<b>34 424</b>	<b>36 885</b>

(1) Dont participation du Groupe de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres de RTE (voir note 11). 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 2 259 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Après déduction de 152 millions d'euros de dette financière comptabilisée dans le cadre des opérations de mises en pension d'obligations compensées par + 152 millions d'euros réinvestis en OPCVM monétaires figurant sur la ligne « Trésorerie ».

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

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

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Provisions pour gestion du combustible usé – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 389	1 760
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	12 866	13 205
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	18 348	18 419
Provisions pour derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs	599	605
<b>COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME</b>	<b>36 202</b>	<b>33 989</b>
<b>VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS</b>	<b>38 570</b>	<b>36 885</b>
<b>TAUX DE COUVERTURE RÉGLEMENTAIRE</b>	<b>106,5 %</b>	<b>108,5 %</b>

Au 30 juin 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 106,5 %. 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 2024.

La bonne performance de 5,5% des actifs dédiés sur le 1<sup>er</sup> semestre 2024 permet, malgré l'impact sur les provisions nucléaires à couvrir, du changement de scénario industriel sur l'entreposage des combustibles usés, un taux de couverture des provisions nucléaires de 106,5% au 30 juin 2024 (108,5% au 31 décembre 2023). Ce taux présente une baisse contenue de 2% par rapport au 31 décembre 2023 et une marge toujours significative au-dessus du seuil réglementaire de 100%. De ce fait, et malgré l'impact prévu des provisions à constituer au titre du démantèlement de Flamanville 3 après la 1<sup>ère</sup> divergence attendue courant 2024, le taux de couverture, hors dégradation des conditions de marché, devrait rester supérieur à 100% à horizon fin 2024.

## Note 15 Provisions pour avantages du personnel

### 15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Provisions pour avantages du personnel – part courante	657	665
Provisions pour avantages du personnel – part non courante	15 606	15 895
<b>PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL</b>	<b>16 263</b>	<b>16 560</b>

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

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
<b>Solde au 31/12/2023<sup>(1)</sup></b>	<b>33 922</b>	<b>(17 504)</b>	<b>16 418</b>
Charge nette du premier semestre 2024	880	(330)	550
Écarts actuariels	(1 107)	526	(581)
Cotisations versées aux fonds	-	(42)	(42)
Cotisations salariales	-	-	-
Prestations versées	(768)	177	(591)
Écarts de conversion	179	(184)	(5)
Autres mouvements	52	8	60
<b>SOLDE AU 30/06/2024</b>	<b>33 158</b>	<b>(17 349)</b>	<b>15 809</b>
<i>dont provisions pour avantages du personnel</i>			16 263
<i>dont actifs financiers non courants</i>			(454)

(1) Le passif net au 31 décembre 2023 était composé de la provision pour avantages du personnel pour 16 560 millions d'euros et d'actifs financiers non courants pour (142) millions d'euros soit un passif net de 16 418 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	25 906	(10 060)	15 846
Royaume-Uni	6 376	(6 812)	(436)
Autres	876	(477)	399
<b>Solde au 30/06/2024</b>	<b>33 158</b>	<b>(17 349)</b>	<b>15 809</b>
<i>dont provisions pour avantages du personnel</i>			16 263
<i>dont actifs financiers non courants</i>			(454)

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Passif net
France	26 187	(10 001)	16 186
Royaume-Uni	6 913	(7 033)	(120)
Autres	822	(470)	352
<b>Solde au 31/12/2023</b>	<b>33 922</b>	<b>(17 504)</b>	<b>16 418</b>
<i>dont provisions pour avantages du personnel</i>			16 560
<i>dont actifs financiers non courants</i>			(142)

Les écarts actuariels sur engagements générés au premier semestre 2024 s'élèvent à (1 107) millions d'euros :

- dont (422) millions d'euros en France en lien avec l'évolution des taux d'actualisation et de l'inflation (+ 10 points de base du taux d'actualisation réel) ;
- dont (681) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement à une hausse significative du taux d'actualisation (+ 65 points de base), et une augmentation du taux d'inflation et d'augmentation des salaires pour respectivement (+ 10 points de base) et (+ 15 points de base).

Les écarts actuariels sur actifs générés au premier semestre 2024 s'élèvent à 526 millions d'euros. Ils résultent principalement d'une évolution de 433 millions d'euros au Royaume-Uni due à la hausse marquée des taux souverains britanniques et de 107 millions d'euros en France due à la hausse des taux d'intérêts obligataires.

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

(en millions d'euros)	S1 2024	S1 2023
Coût des services rendus	(259)	(224)
Coût des services passés	30	91
Écarts actuariels – avantages à long terme	(43)	(38)
Effet d'une réduction ou liquidation de régime		(10)
Charges nettes en résultat d'exploitation	(272)	(181)
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(608)	(664)
Produit sur les actifs de couverture	330	351
Charge d'intérêt nette en résultat financier	(278)	(313)
<b>CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTREES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(550)</b>	<b>(494)</b>
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 107	412
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(526)	23
Écarts actuariels	581	435
Écarts de conversion	5	19
<b>GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISES DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES</b>	<b>586</b>	<b>454</b>

## 15.2 Hypothèses actuarielles

Les méthodes de détermination de ces hypothèses actuarielles restent inchangées par rapport à celles du 31 décembre 2023.

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

(en %)	France		Royaume-Uni	
	30/06/2024	31/12/2023	30/06/2024	31/12/2023
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs <sup>(1)</sup>	3,60%	3,40 %	5,15%	4,50 %
Taux d'inflation	2,10%	2,00 %	3,00%	2,90 %
Taux d'augmentation des salaires <sup>(2)</sup>	3,20%	3,10 %	2,90%	2,75 %

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

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

## Note 16 Autres provisions, passifs et actifs éventuels

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2024			31/12/2023		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	16.1	1 978	140	2 118	1 943	116	2 059
Autres provisions	16.2	3 741	3 283	7 024	2 935	3 175	6 110
<b>AUTRES PROVISIONS</b>		<b>5 719</b>	<b>3 423</b>	<b>9 142</b>	<b>4 878</b>	<b>3 291</b>	<b>8 169</b>

### 16.1 Autres provisions pour déconstruction

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

La répartition par société est présentée en note 17.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023. Cette répartition reste similaire au 30 juin 2024.

### 16.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2023	Augmentations	Diminutions		Mouvements de périmètre	Autres mouvements	30/06/2024
			Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet			
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	638	6	(1)	-	(3)	12	652
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	30	-	(3)	-	21	-	48
Provisions pour litiges	233	36	(40)	(4)	10	91	326
Provisions pour contrats onéreux	676	36	(76)	-	5	11	652
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 707	1 139	(645)	-	-	34	2 235
Autres provisions pour risques et charges	2 826	667	(404)	(45)	43	25	3 112
<b>TOTAL</b>	<b>6 110</b>	<b>1 884</b>	<b>(1 169)</b>	<b>(49)</b>	<b>76</b>	<b>173</b>	<b>7 025</b>

#### Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG).

#### Provisions liées aux dispositifs environnementaux

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

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

#### Autres provisions pour risques et charges

Suite à l'accord signé le 31 juillet 2023 entre Edison et ENI concernant les sites industriels soumis à contribution à Enimont en 1989, une provision avait été constituée au 31 décembre 2023 pour 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 379 millions d'euros a été enregistrée au 30 juin 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 16.3.2).

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

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

## 16.3 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 2024 par rapport aux éléments présentés dans l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023 en note 17.3 et au chapitre 7.1.5 du Document d'enregistrement universel.

### 16.3.1 Contentieux ARENH – Force majeure

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

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

Le 13 avril 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un premier jugement au fond dans l'affaire Hydroption, condamnant EDF à lui verser 5,88 millions d'euros de dommages et intérêts. Il a considéré que les conditions de la force majeure étaient réunies et conclu qu'EDF avait commis une faute contractuelle engageant sa responsabilité en n'arrêtant pas la livraison des volumes comme l'avait demandé Hydroption. Le 15 octobre 2021, la cour d'appel de Paris a infirmé le jugement du Tribunal de commerce en ce qu'il avait retenu la responsabilité d'EDF et l'avait condamnée à verser les dommages et intérêts à Hydroption, considérant que la cause exonératoire de la force majeure n'était pas démontrée et qu'EDF n'était pas tenue de satisfaire à la demande de suspension du contrat. Le 2 décembre 2021, le Tribunal de commerce de Toulon a prononcé la liquidation judiciaire de la société Hydroption SAS. Le liquidateur s'est pourvu en cassation le 19 janvier 2022. La Cour de cassation, par un arrêt du 22 mars 2023 a cassé et annulé en toutes ses dispositions l'arrêt de la cour d'appel de Paris, en se fondant sur un seul moyen de procédure et a renvoyé l'affaire au fond devant la cour d'appel. Une nouvelle déclaration de saisine a été déposée par EDF devant la cour d'appel. Par un arrêt du 24 juin 2024, la cour d'appel de Paris infirme le jugement du Tribunal de commerce et rejette les demandes indemnitaires de la société Hydroption.

Le 30 novembre 2021, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur condamnant EDF à verser d'une part, 53,9 millions d'euros à TotalEnergies et d'autre part, 1,8 millions d'euros à Ekwateur à titre de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ces deux jugements. L'audience de plaidoirie devant la cour d'appel est prévue le 20 mars 2025.

Le 6 décembre 2022, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux nouveaux jugements au fond dans les dossiers Priméo Energie Grands Comptes et Priméo Energie Solutions condamnant EDF à verser à ces deux sociétés respectivement 1,7 million d'euros et 2,4 millions d'euros de dommages et intérêts. Les parties s'étant désistées de l'instance, ces contentieux sont désormais clos.

Un jugement du Tribunal de commerce du 27 mars 2023 a confirmé le désistement de la société Plüm du contentieux contre EDF. En outre, le 24 mai 2023, le Tribunal de commerce a débouté Arcelor Mittal de ses demandes. Un certificat de non-appel a été obtenu le 8 novembre 2023. Ces deux contentieux sont clos.

Le 16 janvier 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu un jugement au fond dans le dossier Vattenfall condamnant EDF à verser à cette société 5 millions d'euros de dommages et intérêts. EDF a fait appel de ce jugement.

### 16.3.2 Edison

#### Accord environnemental avec ENI

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

L'accord représente un tournant d'une importance majeure dans les activités de régénération du territoire et de restauration de lieux, comme ceux en question, fortement impactés par les processus d'industrialisation survenus au siècle dernier.

Suivant la signature de l'accord, Edison avait constitué au 31 décembre 2023 une provision de 430 millions d'euros. Une provision complémentaire de 379 millions d'euros a été enregistrée au 30 juin 2024 compte tenu des nouvelles évaluations techniques et juridiques sur les activités réalisées ou à mettre en œuvre avec ENI dans les années à venir (voir note 16.2). Des estimations des coûts futurs sont en cours.

### 16.3.3 Contentieux E-Pango

La société E-Pango a assigné EDF et également les sociétés RTE et ENEDIS devant le Tribunal de commerce de Paris le 14 décembre 2023 aux fins d'obtenir la réparation intégrale du préjudice qui lui aurait été causé suite à la résiliation de l'Accord de Responsable d'Équilibre qu'elle avait conclu avec RTE ; cette résiliation ayant entraîné la suspension de son autorisation d'achat pour revente conduisant au basculement de ses clients en offre de secours dont EDF assure la fourniture à titre transitoire.

E-Pango considère que la résiliation de son Accord avec RTE a été effectuée de manière abusive et relève par ailleurs d'une véritable stratégie d'éviction de RTE, avec le concours d'Enedis et ce au bénéfice d'EDF.

E-Pango sollicite ainsi la réparation intégrale de son préjudice à hauteur d'environ 150 millions d'euros lié notamment à l'arrêt de son activité de fournisseur, la perte de valeur économique de son positionnement concurrentiel.

L'audience s'est déroulée le 27 mai 2024. EDF (de même que Enedis et RTE) a demandé un sursis à statuer dans l'attente d'une décision de la cour d'appel à la suite du recours formé par E-Pango contre la décision de l'Autorité de la concurrence du 7 septembre 2023 se déclarant incompétente pour statuer sur les pratiques dénoncées par E-Pango. Le 2 juillet 2024, le Tribunal de commerce de Paris a rendu son jugement ordonnant le sursis à statuer.

#### 16.3.4 Enquêtes ADLC

Recours devant la cour d'appel de Paris contre la décision du 18 janvier 2022 de l'ADLC : comme indiqué dans la note 17.3 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023, l'ADLC a, par une décision en date du 18 janvier 2022, rejeté la plainte ainsi que la demande de mesures conservatoires introduites à l'encontre d'EDF par l'ANODE (Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Énergie). Cette plainte était relative au refus opposé par EDF de maintenir l'accès à la base de données des clients non résidentiels concernés par la fin des TRVE Bleus et ayant basculé automatiquement, au 31 décembre 2020, vers un contrat de sortie de tarif. L'ADLC avait considéré que les faits invoqués par l'ANODE n'étaient pas appuyés d'éléments suffisamment probants pour étayer l'existence des pratiques dénoncées. L'ANODE a fait appel de la décision de l'Autorité le 1<sup>er</sup> mars 2022 et EDF a introduit une déclaration d'intervention volontaire le 30 mars 2022. Par un arrêt du 3 novembre 2022, la cour d'appel de Paris a déclaré irrecevable l'intervention volontaire d'EDF. Le 15 mai 2024, la Cour de cassation a rejeté le pourvoi d'EDF relatif à cette décision d'irrecevabilité de la cour d'appel. La procédure d'appel sur le fond à l'encontre de la décision de l'ADLC du 18 janvier 2022 est en cours.

#### 16.3.5 Arbitrage CGN

Dans le cadre du pacte d'actionnaires de la société TNPJVC Guangdong Taishan Nuclear Power Company Limited, dont l'objet est la construction, l'exploitation, la maintenance et la gestion de la centrale nucléaire de Taishan d'une capacité de deux fois 1 750 MW, une procédure d'arbitrage « en interprétation » a été initiée en janvier 2021 par EDF contre ses partenaires China General Nuclear Power Co., Ltd., Guangdong Nuclear Power Investments Co., Ltd. et Taishan Nuclear Power Industry Investments Co. Ltd. (ensemble CGN), devant la CCI Singapour.

Le désaccord porte sur la politique comptable et notamment la durée de l'amortissement de la centrale, EDF invoquant une durée cohérente avec la durée de vie de la centrale, alors que CGN estime qu'elle devrait se limiter à la durée de la société TNPJVC.

Le Tribunal arbitral a rendu une sentence favorable à EDF au mois de juin 2023. CGN a procédé au remboursement de 1 million d'euros à EDF. En mai 2024, les parties ont signé une lettre d'intention encadrant notamment les discussions relatives aux modifications du pacte d'actionnaires et à la politique d'amortissement.

#### 16.3.6 Contentieux indemnitaire ENGIE

La société ENGIE a assigné EDF ainsi que ses filiales Dalkia, Dalkia Smart Building, Citelum et IZI Confort devant le Tribunal de commerce de Paris le 13 juin 2024, aux fins d'obtenir la réparation du préjudice qu'elle prétend avoir subi du fait de pratiques sanctionnées par l'Autorité de la concurrence au terme de la décision n°22-D-06 du 22 février 2022.

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE.

#### 16.3.7 Contrats de consultants - Enquête pénale

Le 28 juillet 2016, la Cour des comptes a transmis au Parquet national financier son rapport relatif à la politique des achats d'EDF. A la suite de la transmission de ce rapport, le Parquet national financier a ouvert une enquête préliminaire et chargé la Brigade de répression de la délinquance économique (BRDE) des investigations. En octobre 2023, Henri Proglie, Alain Tchernonog et EDF ont été cités à comparaître du 21 mai au 13 juin 2024 pour la commission d'un prétendu délit de favoritisme relatif au recrutement de consultants extérieurs (14 consultants). EDF a soulevé la prescription des poursuites et a contesté l'infraction alléguée.

A l'issue de l'audience, le Parquet a requis à l'encontre d'Henri Proglie une peine de deux ans d'emprisonnement et 200 000 euros d'amende et à l'encontre d'EDF la peine d'un million d'euros d'amende. Il n'a pas requis la peine complémentaire d'interdiction des marchés publics.

Le délibéré sera rendu le 30 septembre 2024.

## Note 17 Actifs et passifs financiers

### 17.1 Actifs financiers

#### 17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

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

(en millions d'euros)	30/06/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	5 791	19 846	25 637	5 894	18 014	23 908
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	340	-	340	268	30	298
Titres en juste valeur en résultat	26 852	1 755	28 607	25 629	1 845	27 474
<b>Titres de dettes ou de capitaux propres</b>	<b>32 983</b>	<b>21 601</b>	<b>54 584</b>	<b>31 791</b>	<b>19 889</b>	<b>51 680</b>
Dérivés de transaction – Juste valeur positive	-	8 246	8 246	-	14 519	14 519
Dérivés de couverture – Juste valeur positive	3 919	1 787	5 706	3 512	2 654	6 166
Prêts et créances financières <sup>(1)</sup>	13 987	2 163	16 150	13 024	2 380	15 404
<b>ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS</b>	<b>50 889</b>	<b>33 797</b>	<b>84 686</b>	<b>48 327</b>	<b>39 442</b>	<b>87 769</b>

(1) Dont dépréciation pour (551) millions d'euros au 30 juin 2024 ((353) millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((6) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec l'évolution des prix de marché des commodités observée sur le premier semestre 2024.

#### 17.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

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

(en millions d'euros)	30/06/2024			31/12/2023	
	Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	Total
Actifs dédiés d'EDF <sup>(1)</sup>	5 790	-	26 005	31 795	30 410
Actifs liquides	19 782	-	1 696	21 478	20 077
Autres actifs <sup>(2)</sup>	65	340	906	1 311	1 193
<b>TOTAL</b>	<b>25 637</b>	<b>340</b>	<b>28 607</b>	<b>54 584</b>	<b>51 680</b>

(1) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 152 millions d'euros au titre de mises en pensions de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.2.1) de même montant, sans impact sur la valeur comptable des actifs dédiés (voir note 14.2.2), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(2) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

Des informations relatives aux actifs dédiés d'EDF sont présentées en note 14.2. La politique générale de gestion des actifs dédiés est présentée en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2023.

## 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 2024			S1 2023		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat <sup>(2)</sup>
Actifs dédiés d'EDF	(160)	-	(62)	98	-	(43)
Actifs liquides	148	-	(29)	138	-	-
Autres titres	-	3	-	-	3	-
<b>TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES<sup>(3)</sup></b>	<b>(12)</b>	<b>3</b>	<b>(91)</b>	<b>236</b>	<b>3</b>	<b>(43)</b>

(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 +79 millions d'euros dont (98) millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2024 et pour +279 millions d'euros dont +141 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur le premier semestre 2023.

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur le premier semestre 2024.

### 17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Créances à recevoir du NLF	13 528	13 104
Autres prêts et créances financières	2 622	2 300
<b>PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES</b>	<b>16 150</b>	<b>15 404</b>

Au 30 juin 2024, les prêts et créances financières intègrent notamment :

- les montants représentatifs des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 13 528 millions d'euros au 30 juin 2024 (13 104 millions d'euros au 31 décembre 2023), qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent ;
- 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 453 millions d'euros au 30 juin 2024 contre 134 millions d'euros au 31 décembre 2023,
  - le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 338 millions d'euros au 30 juin 2024 (298 millions d'euros au 31 décembre 2023) qui, dans les comptes de Luminus, sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent. Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
  - des prêts accordés par EDF Renouvelables dans le cadre de son activité de développement de projets pour un montant de 753 millions d'euros au 30 juin 2024 (908 millions d'euros au 31 décembre 2023), principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien offshore NNG pour 389 millions d'euros déprécié à hauteur de (208) millions d'euros), en France et en Amérique du Nord.

## 17.2 Passifs financiers

### 17.2.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

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

(en millions d'euros)	30/06/2024			31/12/2023		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières	67 548	18 824	86 372	67 769	18 878	86 647
Dettes financières – Actifs dédiés <sup>(1)</sup>	-	152	152	-	-	-
Dérivés de transaction – Juste valeur négative	-	6 935	6 935	-	14 418	14 418
Dérivés de couverture – Juste valeur négative <sup>(2)</sup>	2 297	3 000	5 297	1 955	4 807	6 762
<b>PASSIFS FINANCIERS</b>	<b>69 845</b>	<b>28 911</b>	<b>98 756</b>	<b>69 724</b>	<b>38 103</b>	<b>107 827</b>

(1) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 152 millions d'euros au titre de mises en pensions de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.1.2) de même montant, sans impact sur la valeur comptable des actifs dédiés (voir note 14.2.2), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(2) Dont 2 203 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (voir note 18.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((7,5) milliards d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités et de la volatilité observée au premier semestre 2024.

### 17.2.2 Emprunts et dettes financières

#### 17.2.2.1 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit		Autres dettes financières	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
		Emprunts	Autres dettes				
<b>SOLDES AU 31/12/2023</b>	<b>49 083</b>	<b>18 313</b>	<b>13 447</b>	<b>4 318</b>	<b>1 486</b>	<b>86 647</b>	
Augmentations	5 536	6 264	1 977	452	200	14 429	
Diminutions	(20)	(10 560)	(5 229)	(359)	(66)	(16 234)	
Écarts de conversion	248	2	76	22	(2)	346	
Mouvements de périmètre	52	168	3	54	16	293	
Variations de juste valeur	(122)	(1)	-	-	-	(123)	
Autres mouvements	-	(37)	1 211	(167)	7	1 014	
<b>SOLDES AU 30/06/2024</b>	<b>54 777</b>	<b>14 149</b>	<b>11 485</b>	<b>4 320</b>	<b>1 641</b>	<b>86 372</b>	

Sur le premier semestre 2024, EDF a lancé l'émission de 5 536 millions d'euros d'**obligations** senior sur divers marchés. Les principales émissions ont été les suivantes :

- le 15 avril 2024, 1 852 millions d'euros (2 050 millions de dollars U.S.) en trois tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 16 avril 2024) ;
- le 13 mai 2024, 506 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 14 mai 2024) ;
- le 11 juin 2024, 3 000 millions d'euros en trois tranches d'obligations vertes senior (cf. communiqué de presse du Groupe du 11 juin 2024).

Les principales opérations réalisées sur le premier semestre 2024 concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit** sont relatives au tirage de lignes de crédit pour 5 978 millions d'euros (dont 4 450 millions d'euros et 1 650 millions de dollars US) et à leur remboursement partiel de (10 272) millions d'euros (dont 8 660 millions d'euros et 1 700 millions de dollars US).

Au 30 juin 2024, les **autres dettes financières** d'EDF incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 3 727 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 565 millions d'euros. Ces opérations sont sans impact sur l'endettement financier net. Le Groupe a annoncé le 5 juin 2024 son intention d'exercer l'option de remboursement des obligations hybrides émises le 4 octobre 2018 pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros le 5 juillet 2024. Au 30 juin 2024, 1 250 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières (voir note 13.3).

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

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	30/06/2024
Émissions d'emprunts	5 536	6 264	1 977	-	-	13 777
Remboursements d'emprunts	(20)	(10 560)	(5 229)	(359)	24	(16 144)

### 17.2.2.2 Principales variations d'emprunts obligataires du Groupe

Les principaux mouvements relatifs aux emprunts du premier semestre 2024 sont les suivants :

Nouveaux emprunts hors *green bonds*

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	04/2024	04/2029	650	USD	5,65 %
Obligataire	04/2024	04/2034	650	USD	5,95 %
Obligataire	04/2024	04/2064	750	USD	6,00 %
Obligataire	05/2024	05/2034	350	CAD	5,38 %
Obligataire	05/2024	05/2054	400	CAD	5,78 %

(1) Date de réception des fonds.

Nouveaux *green bonds*

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission <sup>(1)</sup>	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Obligataire	06/2024	06/2031	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	06/2024	06/2036	750	EUR	4,38 %
Obligataire	06/2024	06/2044	1 250	EUR	4,75 %

(1) Date de réception des fonds.

### 17.2.2.3 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Dettes liées à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	2 874	3 475	10 599	692	1 184	18 824
Entre un et cinq ans	11 706	8 712	97	2 072	126	22 713
À plus de cinq ans	40 197	1 962	789	1 556	331	44 835
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 30/06/2024</b>	<b>54 777</b>	<b>14 149</b>	<b>11 485</b>	<b>4 320</b>	<b>1 641</b>	<b>86 372</b>

## 17.3 Lignes de crédit non utilisées

Le Groupe dispose de lignes de crédit non utilisées auprès de différentes banques pour un montant global de 13 641 millions d'euros au 30 juin 2024 (15 842 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces montants incluent 10 820 millions d'euros au titre des lignes indexées sur des critères ESG intégralement non tirées au 30 juin 2024 (11 175 millions d'euros au 31 décembre 2023).

La diminution de ces lignes de crédit est notamment liée à l'extinction de la ligne de crédit de 1 milliard d'euros octroyée à Edison par un pool de banques et, chez EDF, à l'arrivée à l'échéance de lignes de crédit avec diverses banques pour un montant de 1 700 millions d'euros, partiellement compensée par la mise en place de deux nouvelles lignes de crédit pour un montant total de 600 millions d'euros.

(en millions d'euros)	30/06/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
<b>LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES</b>	<b>13 641</b>	<b>1 581</b>	<b>12 060</b>	<b>-</b>	<b>15 842</b>

## 17.4 Juste valeur des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	30/06/2024		31/12/2023	
	Juste valeur	Valeur au bilan	Juste valeur	Valeur au bilan
<b>EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>84 711</b>	<b>86 372</b>	<b>84 736</b>	<b>86 647</b>

## 17.5 Variation de juste valeur des instruments financiers de couverture

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

(en millions d'euros)	S1 2024			S1 2023			2023		
	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité	Variations brutes de juste valeur reconnues en capitaux propres <sup>(1)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Recyclage <sup>(2)</sup>	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux	83	-	9	(1)	-	5	(202)	-	6
Couverture de change	336	183	(16)	(409)	(264)	4	(1 069)	(335)	12
Couverture d'investissement net à l'étranger	(407)	-	-	(341)	-	-	(107)	-	-
Couverture de matières premières	186	(1 137)	(72)	5 278	(1 403)	(84)	4 833	(3 066)	(8)
<b>INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE<sup>(3)</sup></b>	<b>198</b>	<b>(954)</b>	<b>(79)</b>	<b>4 527</b>	<b>(1 667)</b>	<b>(75)</b>	<b>3 455</b>	<b>(3 401)</b>	<b>10</b>

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

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

(3) Hors entreprises associées et coentreprises.

La variation brute de juste valeur des instruments financiers de couverture en capitaux propres part du Groupe, y compris effet du recyclage, est de 1 152 millions d'euros sur le premier semestre 2024 (6 194 millions d'euros sur le premier semestre 2023 et 6 856 millions d'euros en 2023).

Elle s'explique au premier semestre 2024 par la variation brute de juste valeur des couvertures d'investissements nets à l'étranger pour un montant de (407) millions d'euros ((341) millions d'euros sur le premier semestre 2023 et (107) millions d'euros en 2023) et des autres couvertures de taux, change et matières premières pour un montant de 1 497 millions d'euros (6 401 millions d'euros sur le premier semestre 2023 et (7 089) millions d'euros en 2023) – voir l'état du résultat global consolidé.

Pour les couvertures de matières premières, le montant transféré en EBE (excédent brut d'exploitation) au premier semestre 2024 pour (1 137) millions d'euros concerne les contrats de couverture :

- d'électricité pour (928) millions d'euros, principalement sur les secteurs France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- de gaz pour (234) millions d'euros, sur le secteur France - Activités de production et commercialisation et Royaume-Uni ;
- et les autres couvertures pour + 25 millions d'euros.

## Note 18 Indicateurs financiers

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

### 18.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 8 354 millions d'euros à fin juin 2024, en hausse de 2 087 millions d'euros par rapport au premier semestre 2023.

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 2024			S1 2023	
		Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe	Résultat net part du Groupe
<b>Résultat net</b>					<b>7 039</b>	<b>5 808</b>
<b>Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres</b>		<b>(1 900)</b>	<b>491</b>	<b>(3)</b>	<b>(1 406)</b>	<b>(1 046)</b>
<b>Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de trading</b>	<b>6</b>	<b>(696)</b>	<b>177</b>	<b>-</b>	<b>(519)</b>	<b>210</b>
<b>Pertes de valeur</b>		<b>337</b>	<b>(66)</b>	<b>-</b>	<b>271</b>	<b>84</b>
- dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles <sup>(1)</sup>	10.3	276	(66)	-	210	35
- dont dépréciations au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises <sup>(2)</sup>	11.3	61	-	-	61	49
<b>Autres éléments</b>		<b>3 925</b>	<b>(945)</b>	<b>11</b>	<b>2 969</b>	<b>1 211</b>
- dont autres produits et charges d'exploitation <sup>(3)</sup>	7	3 690	(945)	11	2 734	1 205
- dont dépréciations créances financières actifs dédiés		27	-	-	27	-
- dont dépréciations créances financières parc NNG	11.3	208	-	-	208	-
- dont divers		-	-	-	-	6
<b>RÉSULTAT NET COURANT</b>					<b>8 354</b>	<b>6 267</b>

(1) Au 30 juin 2024, les pertes de valeur comprennent notamment la dépréciation des actifs liés à Nuward pour un total de (230) millions d'euros. Au 30 juin 2023, les pertes de valeur comprenaient notamment la dépréciation de parcs éoliens en Chine pour un montant de (36) millions d'euros.

(2) Incluent les dépréciations de titres et créances associées aux participations. Au 30 juin 2024, les dépréciations de (61) millions d'euros concernaient notamment les actifs dédiés et le parc éolien détenu par EDF Renouvelables en Mer d'Écosse. Au 30 juin 2023, les dépréciations concernaient les actifs dédiés pour (30) millions d'euros et des parcs éoliens au Mexique pour (15) millions d'euros.

(3) Au 30 juin 2024, les APCE comprennent notamment les dotations liées aux provisions pour gestion du combustible utilisé en France et à la dépréciation de coûts immobilisés au titre de la révision du scénario des coûts d'entreposage des combustibles usés de (3 203) millions d'euros, la dotation de (379) millions d'euros dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI et les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (81) millions d'euros. Au 30 juin 2023, les APCE comprenaient notamment la dotation complémentaire dans le cadre des négociations en cours avec Orano Recyclage pour (1 026) millions d'euros, les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR Flamanville 3 pour un total de (226) millions d'euros, ainsi que (335) millions d'euros liés à la réévaluation des provisions sur la Belgique traduisant principalement les effets pour Luminus et EDF Belgium de l'accord signé avec Engie avec le gouvernement belge. Ils intégraient également un produit de 91 millions d'euros, lié à la décision prise par EDF Energy, en accord avec les termes du régime, de limiter l'augmentation des pensions liée à l'inflation.

### 18.2 Endettement financier net

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

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2024	31/12/2023
Emprunts et dettes financières	17.2.2	86 372	86 647
Dérivés de couverture des dettes	17.1.1 et 17.2.1	(1 381)	(1 379)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(9 238)	(10 775)
Titres de dettes et de capitaux propres – Actifs liquides	17.1.2	(21 478)	(20 077)
Dérivés de couverture des actifs liquides		(29)	(35)
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>		<b>54 246</b>	<b>54 381</b>

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 54 246 millions d'euros à fin juin 2024 (contre 54 381 millions d'euros à fin décembre 2023).

## Note 19 Engagements hors bilan

Cette note présente les engagements hors bilan donnés et reçus du Groupe au 30 juin 2024. Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

### 19.1 Engagements donnés

(en millions d'euros)	Notes	30/06/2024	31/12/2023
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	19.1.1	71 897	64 201
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	19.1.2	19 534	17 605
Engagements donnés liés aux opérations de financement	19.1.3	5 925	6 043
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS</b>		<b>97 356</b>	<b>87 849</b>

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.

#### 19.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

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

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Engagements d'achats de combustible et d'énergie <sup>(1)</sup>	46 283	43 548
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation	25 137	20 103
Engagements de location en tant que preneur	477	550
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION</b>	<b>71 897</b>	<b>64 201</b>

(1) Hors achats de gaz et services associés.

##### 19.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Les engagements d'achats de matières premières d'énergie et de combustible nucléaire (hors achats de gaz et services associés) s'élèvent à 46 283 millions d'euros (43 548 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Leur évolution sur le premier semestre 2024 s'explique principalement par une augmentation des engagements d'achats d'électricité produite à partir de biomasse et combustibles solides de récupération dans les zones non interconnectées chez EDF partiellement compensée par la diminution des engagements d'achats d'électricité au Royaume Uni, en lien avec la baisse des prix futurs de l'électricité.

Au 30 juin 2024, l'échéancier des engagements d'achats de combustible et d'énergie se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2024					31/12/2023
	Total	Échéances				Total
		< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	
Achats d'électricité et services associés	31 591	4 093	9 287	7 266	10 945	29 142
Achats d'autres énergies et de matières premières <sup>(1)</sup>	390	126	170	94	-	390
Achats de combustible nucléaire	14 302	1 827	6 130	4 514	1 831	14 016
<b>ENGAGEMENTS D'ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE</b>	<b>46 283</b>	<b>6 046</b>	<b>15 587</b>	<b>11 874</b>	<b>12 776</b>	<b>43 548</b>

(1) Hors achats de gaz et services associés.

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

Au 30 juin 2024, l'échéancier de ces engagements se présente comme suit :

(en millions d'euros)	30/06/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Garanties données liées aux activités opérationnelles	14 275	4 449	4 686	5 140	11 805
Engagements sur achats d'exploitation <sup>(1)</sup>	10 692	6 549	3 340	803	8 116
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	170	66	89	15	182
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS À L'EXÉCUTION DE CONTRATS D'EXPLOITATION<sup>(2)</sup></b>	<b>25 137</b>	<b>11 064</b>	<b>8 115</b>	<b>5 958</b>	<b>20 103</b>

(1) Hors énergies et combustibles.

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 321 millions d'euros au 30 juin 2024 (2 186 millions d'euros au 31 décembre 2023).

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 2024, les garanties données liées aux activités opérationnelles concernent principalement EDF Renouvelables, dans le cadre de ses projets de développement, EDF, Edison, Framatome et Arabelle Solutions.

Leur évolution s'explique essentiellement par la reprise par EDF de garanties maison-mère octroyées à des clients d'Arabelle Solutions pour 2,2 milliards d'euros dans le cadre de l'acquisition le 31 mai 2024 des activités nucléaires à GE Vernova.

L'augmentation des engagements sur achats d'exploitation hors énergie et combustibles nucléaires concerne principalement l'entrée de périmètre d'Arabelle Solutions pour 1,3 milliard d'euros, EDF notamment dans le cadre de la maintenance et de l'entretien de son parc de production, PEI pour l'achat notamment de biocombustible Ester Méthylique d'Acide Gras (EMAG) pauvre en carbone, ainsi que EDF Renouvelables essentiellement dans le cadre de projets éoliens au Royaume-Uni.

### 19.1.1.3 Engagements de location en tant que preneur

Les engagements de location en tant que preneur non comptabilisés au bilan s'élèvent à 477 millions d'euros (550 millions d'euros au 31 décembre 2023), dont 355 millions d'euros (442 millions d'euros au 31 décembre 2023) au titre d'actifs non encore mis à disposition du Groupe (principalement biens immobiliers, navires de transport de GNL en cours de construction).

Les engagements diminuent de 87 millions d'euros sur le premier semestre 2024, du fait notamment de la comptabilisation au bilan par Enedis d'un bâtiment loué suite à l'achèvement de sa construction.

### 19.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

Au 30 juin 2024, les éléments constitutifs des engagements liés aux opérations d'investissement sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	18 243	12 223	5 392	628	16 065
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	989	142	846	1	1 247
Autres engagements donnés liés aux investissements	302	265	19	18	293
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT<sup>(1)</sup></b>	<b>19 534</b>	<b>12 630</b>	<b>6 257</b>	<b>647</b>	<b>17 605</b>

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 141 millions d'euros au 30 juin 2024 (161 millions d'euros au 31 décembre 2023).

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF Energy à hauteur de 5,9 milliards d'euros (notamment engagements liés à Sizewell C et HPC), EDF SA pour 5,3 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, à Flamanville 3 et pour un montant limité, au projet EPR 2), Enedis pour 4,2 milliards d'euros et EDF Renouvelables pour 1,4 milliard d'euros (projets notamment aux États-Unis, au Royaume-Uni et au Brésil). 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 et non au montant global des contrats signés.

Leur augmentation sur le premier semestre 2024 est principalement liée à Sizewell C chez EDF Energy et au renouvellement du marché des transformateurs HTA/BT assurant la liaison entre le réseau haute tension et le réseau basse tension chez Enedis.

### 19.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

Les engagements donnés par le Groupe liés aux opérations de financement au 30 juin 2024 sont les suivants :

(en millions d'euros)	30/06/2024				31/12/2023
	Total	Échéances			Total
		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 566	1 226	382	1 958	3 760
Garanties financières données	1 275	71	740	464	1 216
Autres engagements donnés liés au financement	1 084	855	220	9	1 067
<b>ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT<sup>(1)</sup></b>	<b>5 925</b>	<b>2 152</b>	<b>1 342</b>	<b>2 431</b>	<b>6 043</b>

(1) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 1 705 millions d'euros au 30 juin 2024 (2 113 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent principalement EDF Renouvelables et EDF Trading.

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

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

La diminution des engagements donnés liés aux opérations de financement est principalement liée à la réduction de la ligne de crédit accordée par EDF Trading à sa filiale Jera (coentreprise) en raison d'une plus faible volatilité du marché en 2024 qu'en 2022 et 2023.

## 19.2 Engagements reçus

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

(en millions d'euros)	30/06/2024	31/12/2023
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	12 094	9 466
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement / désinvestissement	917	206
Engagements reçus liés aux opérations de financement	18	13
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS<sup>(1)</sup></b>	<b>13 029</b>	<b>9 685</b>

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

Les engagements reçus sur ventes d'exploitation sont hors livraison d'énergie et concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome (contrats de construction et d'ingénierie) et de contrats de livraison d'équipements pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions (pour 1,8 milliard d'euros) suite à son entrée dans le périmètre d'EDF.

## Note 20 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement postérieur à la clôture n'est survenu, hormis ceux mentionnés dans l'annexe aux comptes consolidés.