

GROUPE EDF

RAPPORT D'ACTIVITÉ 2024

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



SOMMAIRE DETAILLE

1	Faits marquants et chiffres clés	3
2	Éléments de conjoncture	5
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité, des combustibles fossiles et du certificat d'émission de CO2	5
2.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel	8
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	8
2.4	Conditions climatiques : températures et hydraulité en France	9
3	Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 2024	10
3.1	Chiffre d'affaires	11
3.2	Excédent Brut d'Exploitation (EBE)	13
3.3	Résultat d'exploitation	15
3.4	Résultat financier	16
3.5	Impôts sur les résultats	16
3.6	Résultat net	16
4	Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements	17
4.1	Endettement financier net	18
4.2	Cash-flow Groupe	19
4.3	Autres variations non monétaires	20
5	Performance extra-financière	21
6	Perspectives financières	25
7	Gestion et contrôle des risques marchés	26
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	26
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	32

1 Faits marquants et chiffres clés

Excellente performance opérationnelle dans un contexte de baisse des prix de marché

Première connexion au réseau de Flamanville 3

Stabilisation de la dette financière nette

Déploiement de la stratégie « Ambitions 2035 »

Succès des offres commerciales

EDF a adopté et déploie sa stratégie Ambitions 2035 autour de 4 piliers :

Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone :

- **Succès du déploiement de la politique commerciale** : signature de 9 lettres d'intention représentant plus de 12 TWh annuels dont un contrat ferme, pour des partenariats industriels de long-terme⁽¹⁾ et signature d'environ 6 000 contrats de fourniture d'électricité de moyen terme (environ 22 TWh pour 2028 et 12 TWh pour 2029).
- **Hausse du portefeuille de clients** dans les pays du G4 à 41,5 millions à fin 2024.⁽²⁾
- En 2024, les **émissions de CO2 évitées** atteignent 13,4 Mt
- **Décarbonation des usages** : hausse de 18 % des points de charge de véhicules électriques déployés ou gérés dans les pays du G4. La chaudière biomasse installée par Dalkia dans l'usine de Swiss Krono va permettre d'éviter 35 000 tCO₂ fossile par an.

Produire plus d'électricité bas carbone :

- Avec plus de **94 % de production décarbonée**, EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de **30 gCO₂ / kWh**, en baisse de 19 % par rapport à 2023.
- **La performance opérationnelle est excellente, en particulier :**
 - > **La production nucléaire en France en forte hausse de 41,3 TWh** à 361,7 TWh. Elle reflète l'optimisation des arrêts de tranche dans le cadre du programme START 2025 et la maîtrise industrielle des contrôles et des chantiers de réparations liés à la corrosion sous contrainte.
 - > **La production hydraulique en hausse de 12,7 TWh** à 55,5 TWh⁽³⁾ s'explique par une disponibilité élevée et des conditions hydrauliques exceptionnelles.
 - > **La hausse de 6,7 % de la production éolienne et solaire** à 28,5 TWh est due notamment aux nouvelles capacités installées. Le portefeuille de projets éoliens et solaires atteint 114 GW bruts (avec notamment le gain en décembre d'un projet éolien en mer flottant de 250 MW en Méditerranée).
- **EDF se mobilise pour assurer la réussite des projets nucléaires :**
 - > **Flamanville 3** : le réacteur a été connecté au réseau le 21 décembre. Depuis la première réaction nucléaire le 3 septembre 2024, les équipes ont mené un programme d'essais et de contrôles pour monter progressivement le réacteur en puissance. Les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique vont se poursuivre jusqu'à ce que le réacteur atteigne 100 % de puissance. Le 31 janvier 2025, l'ASNR a donné son accord pour le passage à un niveau de puissance supérieur à 25 %.
 - > **Hinkley Point C** : la cuve du réacteur 1 fournie par Framatome a été installée.
 - > **EPR2** : la revue de maturité a validé le passage en *detailed design* des principaux bâtiments de l'îlot nucléaire.
 - > **Small Modular Reactor** : lancement du *conceptual design* d'un SMR à eau pressurisée par Nuward, basé sur des technologies éprouvées.

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

- **Hausse des raccordements** par Enedis⁽⁴⁾ de 21% pour la puissance installée de recharges de véhicules électriques à 5,1 GW et de 19 % pour les installations d'énergies renouvelables à 5,5 GW en 2024
- Enedis classée « **réseau le plus intelligent au monde** » pour la 3^{ème} fois consécutive dans le Smart Grid Index.
- Le réseau a été totalement disponible auprès de tous les sites pendant les épreuves des Jeux Olympiques et Paralympiques, permettant de **réduire de 80 % les émissions de CO₂** en matière d'énergie de Paris 2024.
- Électricité rétablie pour **90 % des clients en moins de 48h** lors des événements climatiques en France.

(1) Contrats d'Allocation de Production Nucléaire

(2) Le portefeuille de clients est constitué de contrats électricité, gaz et services récurrents

(3) Après déduction de la consommation du pompage, cette production est de 47,8 TWh en 2024 vs 37,0 TWh en 2023

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

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

- Le développement de la flexibilité est rendu nécessaire face à l'**instabilité du système**, due à l'intermittence des renouvelables. Elle entraîne une forte **volatilité des prix** (1 366 heures, soit plus de 15% du temps avec des prix horaires observés < 10 €/MWh en 2024 vs plus de 5% en 2023) et une **modulation** plus importante du nucléaire.
- Décarbonation des moyens thermiques flexibles :**
 - > Lancement des travaux de la **centrale à biomasse liquide du Ricanto** (130 MW - France), en remplacement de la centrale thermique du Vazzio.
 - > Inauguration du CCG de **Presenzano** (800 MW - Italie), réduisant de 30 % les émissions de CO₂ et dont la turbine est prête à utiliser l'hydrogène comme combustible.
- Hausse de 18 % des capacités des **offres de flexibilité aux clients** des pays du G4 avec 2,1 GW fin 2024⁽¹⁾.

EDF présente sa nouvelle architecture RSE et réhausse ses objectifs

- La nouvelle architecture RSE a pour objectif de « Bâtir le système électrique de demain » sur 2 piliers fondamentaux, « **S'inscrire dans les limites planétaires** » et « **Agir pour une transition juste** ».
- Rehaussement des ambitions de réduction d'émissions de CO₂ :g**
 - > Pour le scope 1, un nouvel objectif de 65 % de réduction en 2027 s'ajoute à ceux de 70 % en 2030 et 80 % en 2035 vs 2017,
 - > Pour le scope 3, 3 nouveaux objectifs sont définis : une baisse de 30 % en 2027, 35 % en 2030 et 45 % en 2035 vs 2019.
- Pour répondre à ses besoins de compétences, le Groupe a accueilli près de **20 000 collaborateurs en France** dont environ : 10 000 recrutements en CDI, 4 500 alternants, 5 000 stagiaires en favorisant la mixité, la diversité et l'insertion des jeunes.

EDF a émis 5 Mds€ d'obligations vertes pour financer le développement de ses activités en 2024 (nucléaire, renouvelables, réseaux) et **500 ME d'obligations dédiées au projet Hinkley Point C**.

1.1.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2024.

La très bonne performance opérationnelle se traduit par une forte hausse de la production nucléaire en France et de la production hydraulique en Europe. Les activités régulées et les renouvelables sont également en croissance. Néanmoins, l'EBE est en recul de 3,4 milliards d'euros dans un contexte de baisse des prix de marché.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	118 690	139 715	(21 025)	-15,0	-15,7
EBE	36 523	39 927	(3 404)	-8,5	-8,4
Résultat d'exploitation	18 327	13 174	5 153	39,1	43,0
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	17 395	9 825	7 570	77,0	82,2
Résultat net part du Groupe	11 406	10 016	1 390	13,9	17,1
Résultat net courant ⁽¹⁾	15 233	18 481	(3 248)	-17,6	-15,8
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	14 651	17 851	(3 200)	-17,9	n.a
Cash-flow Groupe ⁽²⁾	3 868	9 581	(5 713)	-59,6	n.a
Endettement financier net ⁽³⁾	54 346	54 381	(35)	-0,1	n.a

n.a : non applicable

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

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie sont présentés désormais au sein du cash-flow groupe (pour un montant de 351 M€ au 31 décembre 2024 et 293 M€ au 31 décembre 2023). Ils étaient intégrés en 2023 dans les "Autres investissements financiers". Les données comparatives ont été retraitées.

(3) L'endettement financier net est détaillé dans la section 4.1.

(1) Hors puissance décalée en France du fait des signaux heures pleines/heures creuses

2 Éléments de conjoncture

2.1 Évolution des prix de marché de l'électricité, des combustibles fossiles et du certificat d'émission de CO₂

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2024 en base (€/MWh)	57,7	85,9	108,5	70,2
Variation 2024/2023 des moyennes en base	(39,1)	(22,2)	(18,7)	(27,0)
Moyenne 2024 en pointe (€/MWh)	64,2	96,4	115,9	77,6
Variation 2024/2023 des moyennes en pointe	(45,4)	(23,8)	(21,2)	(31,7)

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2024/2023 sont calculées avec les valeurs exactes.

En France, le prix spot de l'électricité a été en baisse significative par rapport à son niveau de 2023 (-39,1 €/MWh en moyenne). Il a évolué entre -87,3 €/MWh et 284,2 €/MWh en 2024. Cette détente globale des prix spot repose sur les éléments d'équilibre offre-demande suivants⁽²⁾ :

- Augmentation de la production d'électricité : la production électrique française a augmenté de 9 % par rapport à l'année dernière reposant principalement sur une augmentation de la production nucléaire (+ 13 % vs 2023) et une très bonne hydraullicité (+ 27 % vs 2023).
- Baisse des prix des commodités : - 12 % pour l'indice spot PEG, l'indice de référence du gaz en France, en 2024 vs 2023.
- Demande atone : sur l'année 2024, la consommation non corrigée du climat et des effacements s'élève à 437,2 TWh (+0,9 TWh vs 2023). La demande française de 2024 reste ainsi, avec celle de 2023, la plus faible des vingt dernières années.

En conséquence,

- La production électrique associée à une consommation contenue a permis à la France d'être nette exportatrice tous les mois de l'année 2024 : le solde exportateur français a fortement progressé en 2024 grâce à une baisse des imports (- 50 % vs 2023) et une hausse des exports (+ 35 % vs 2023), principalement en direction de la zone Core (comprenant 13 pays dont l'Allemagne et la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni). Avec 89 TWh d'exports nets d'électricité en 2024, la France a battu son record historique de 77 TWh datant de 2002.
- L'année 2024 a été marquée par de nombreuses heures de prix spot négatifs ou nuls lors de production renouvelable importante dans un contexte d'une augmentation de la capacité installée d'énergies renouvelables, d'une très bonne hydraullicité associée à une demande atone. Plus précisément, l'année 2024 a connu 361 heures de prix spot négatifs contre 147 heures en 2023. Par ailleurs, les pays européens ont également subi une baisse des prix des commodités, entraînant la baisse des prix spot sur l'électricité partout en Europe sur l'année 2024.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en base sur l'année 2024 (€/MWh)	76,7	94,1	108,0	85,0
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	(86,0)	(50,0)	(40,2)	(43,9)
Prix à terme du contrat annuel 2025 en base au 27 décembre 2024 (€/MWh)	77,6	108,5	128,7	91,8
Moyenne du prix du contrat annuel 2025 à terme en pointe sur l'année 2024 (€/MWh)	90,1	106,1	114,9	n.a.
Variation 2024/2023 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	-147,6	-63,8	-52,1	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2025 en pointe au 27 décembre 2024 (€/MWh)	87,7	120,7	135,2	n.a.

n.a. : non applicable

Les chiffres sont arrondis à un chiffre après la virgule. Les variations 2024/2023 sont calculées avec les valeurs exactes.

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

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

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

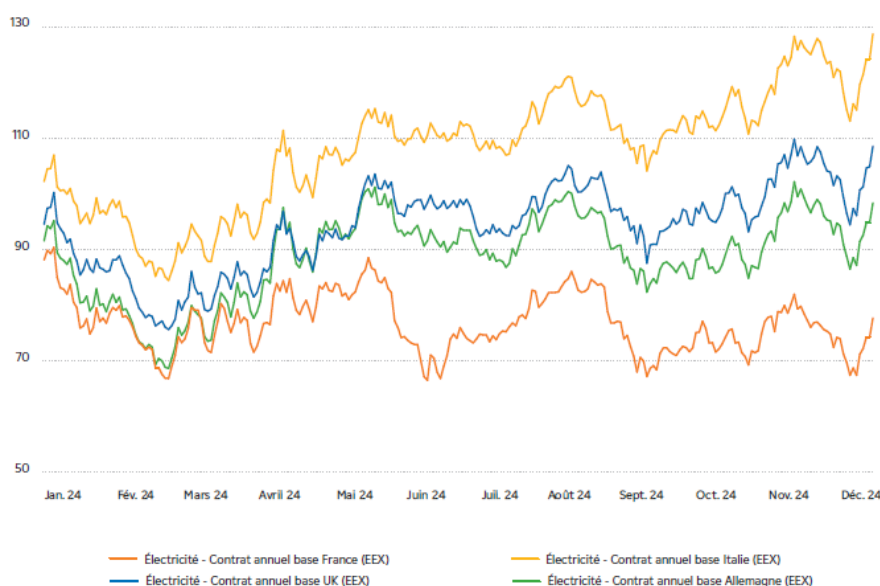
Les contrats annuels à terme de l'électricité pour livraison l'année suivante en base et en pointe ont baissé en moyenne par rapport à l'année dernière, dans tous les pays européens.

En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 76,7 €/MWh, en baisse de 86,0 €/MWh par rapport à l'année 2023. Il a évolué entre 66,4 €/MWh et 90,3 €/MWh et clôture l'année à 77,6 €/MWh. À titre de comparaison, le produit calendaire 2024 avait atteint son maximum sur 2023 de 243,7 €/MWh le 3 janvier, tandis que le produit 2025 a enregistré son maximum pour l'année 2024 à 90,3 €/MWh le 5 janvier.

Le produit pour livraison en 2025 a principalement suivi le recul des cours du gaz, du charbon et du CO₂ ainsi que le niveau de la demande, sans reprise de la consommation par rapport aux années pré-covid. La détente des prix de l'électricité à terme s'explique aussi par les prix spot révélés lors de l'année 2024, les acteurs de marchés intégrant progressivement leurs niveaux, bien en deçà de ceux de l'année 2023.

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand Y+1, marché européen le plus liquide, a évolué entre 0,8 €/MWh et - 25,1 €/MWh. Alors que le prix français était presque toujours au-dessus du prix allemand en 2023, il est resté en-dessous pratiquement tout au long de l'année 2024, intégrant là encore les niveaux de prix réalisés au spot, les prix spot français ayant été en moyenne inférieurs à ceux de nos voisins germaniques d'en moyenne 21,2 €/MWh en 2024.

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



2.1.3 Prix des combustibles fossiles et des certificats d'émission de CO₂⁽¹⁾

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWh)	EU ETS Déc année N (€/t)
Moyenne 2024	114,7	79,9	36,2	66,4
Variation 2024/2023 des moyennes annuelles	(11,6)	(2,3)	(14,4)	(19,1)
Plus haut sur l'année 2024	130,8	91,2	46,2	77,4
Plus bas sur l'année 2024	89,2	69,2	26,6	52,2
Prix au 31 décembre 2024	113,7	74,6	46,2 (le 27/12)	63,3 (le 16/12)
Prix au 29 décembre 2023	97,6	77,0	35,0 (le 27/12)	69,1 (le 18/12)

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'est établi en moyenne à 36,2 €/MWh, en net recul par rapport à 2023 (- 28 % ou - 14,4 €/MWh vs 2023). Néanmoins, la dynamique a été globalement haussière durant l'année 2024 : le PEG 2025 a par ailleurs clôturé à 46,2 €/MWh, son niveau le plus haut sur l'année. Malgré une demande en baisse par rapport à 2023 (- 6,1 %) liée à une sobriété pérenne et des stocks européens relativement hauts tout au long de l'année, les prix ont été soutenus par un contexte géopolitique tendu attisant les craintes des acteurs de marchés concernant l'approvisionnement européen et par une compétition pour le GNL accrue avec l'Asie.

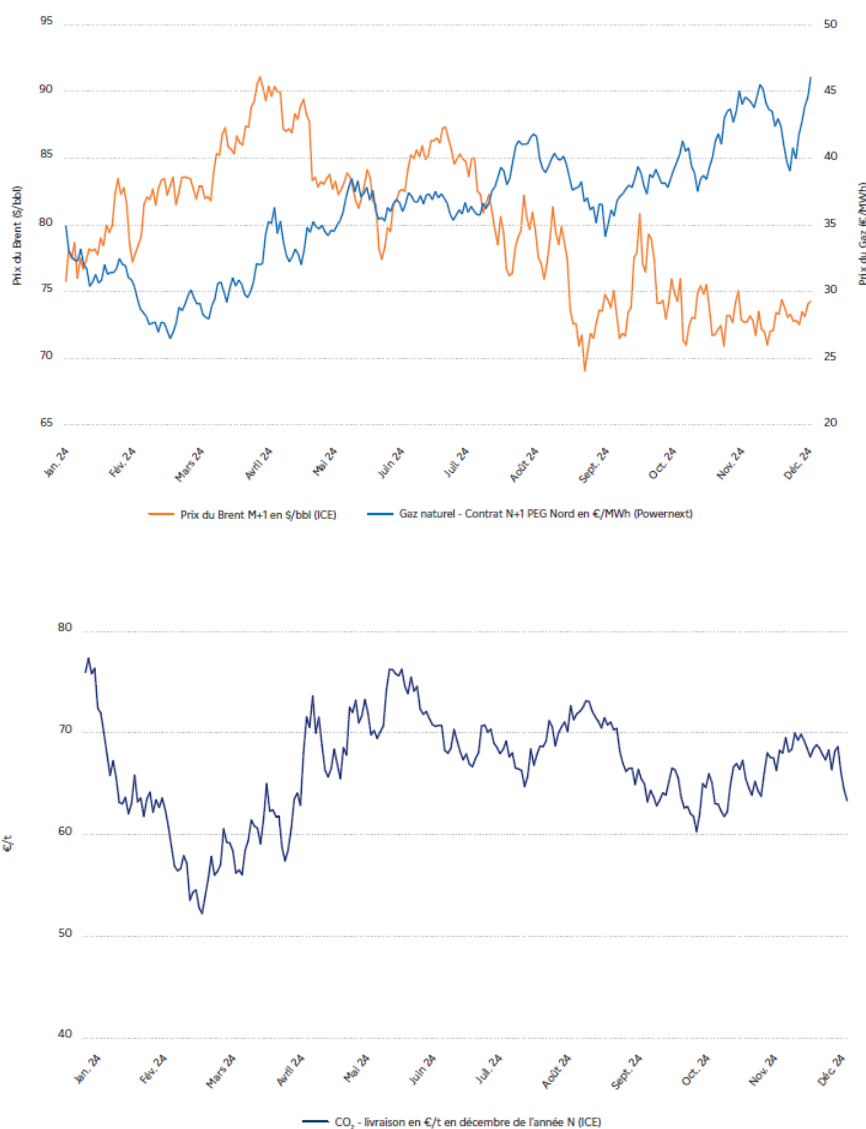
Le prix du **charbon** pour livraison en année N+1 aux ports européens ARA (Amsterdam, Rotterdam et Antwerp) s'est établi en moyenne à 114,7 \$/t, en recul par rapport à 2023 (- 9 % ou -11,6 \$/t vs 2023), et il clôture l'année 2024 à 113,7 \$/t. Dans un contexte où les pays européens affichent des objectifs de sortie du charbon, la demande est restée faible en Europe. Ses variations ont principalement suivi celles du prix du gaz au cours de l'année, le cours trouvant du support dans la demande asiatique dont les importations ont notamment atteint des niveaux proches des records historiques durant l'été pour faire face aux vagues de chaleur. Ponctuellement, les coûts prévisionnels de production d'électricité au gaz et au charbon se sont rapprochés à l'été dans un contexte où le prix du charbon et du CO₂ baissait alors que le prix du gaz était à la hausse

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

Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 79,9 \$/bbl en 2024 (- 3 % ou - 2,3 \$/bbl vs 2023). Le cours du Brent a été volatile en 2024, sans tendance claire. L'absence de signes tangibles de reprise de l'économie mondiale, en particulier en Chine, a pesé sur les prix, tandis que les cours ont été soutenus par les inquiétudes des marchés concernant l'offre, dans un contexte géopolitique tendu, notamment au Moyen-Orient, et par la stratégie de l'OPEP+ qui a volontairement limité sa production pour favoriser une hausse du cours.

Le prix du **certificat d'émission** pour livraison en décembre N s'est établi en moyenne à 66,4 €/t en 2024 (- 22 %, soit - 19,1 €/t vs 2023), s'échangeant dans une fourchette comprise entre 52,2 €/t et 77,4 €/t. La forte volatilité observée sur le marché, décorrélée des tendances des prix des commodités reflète un marché parfois spéculatif. A titre d'exemple, le résultat des élections européennes parlementaires en juin, qui a dévoilé le progrès de partis dont l'ambition climatique est moindre, a eu pour conséquence une baisse des prix du certificat d'émission. Celle-ci s'explique également par la moindre utilisation des actifs thermiques émetteurs de carbone cette année par rapport à 2023.

ÉVOLUTION DU PRIX GAZ NATUREL, DU PÉTROLE ET DES CERTIFICATS D'ÉMISSION DE CO₂



2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

2.2.1 Consommation d'électricité et de gaz en France

La **consommation d'électricité** en France continentale s'élève à 438,3 TWh en 2024 (données brutes). Elle est en hausse de 3,2 TWh. Cette variation s'explique par la présence d'une journée supplémentaire en février (+1,4 TWh), des températures globalement plus douces à la saison froide (principalement février) et moins chaudes l'été (-2,3 TWh), moins d'effacement (+0,2 TWh) et un surcroît de 3,9 TWh à rapprocher d'un léger essoufflement des comportements de sobriété ou d'un début d'électrification des usages.

La **consommation en gaz** en France continentale s'élève à 352,5 TWh en 2024 (données brutes). Elle baisse de 23,1 TWh (soit -6,1 %) par rapport à 2023.

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

La consommation d'**électricité au Royaume-Uni** a augmenté de 1% par rapport à 2023, et la **consommation de gaz** de 3,9% (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.

2.2.3 Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2024, la **consommation d'électricité** en Italie s'est établie à 312,3 TWh, en hausse (+2,2 %) par rapport à 2023. Cette hausse s'explique par une reprise de la demande des consommateurs, notamment industriels, dans un contexte de baisse des prix de marché en raison d'une baisse des prix du gaz.

La **consommation de gaz naturel** en Italie est en baisse de 2,2 % par rapport à 2023, du fait de la baisse de la demande en gaz des centrales de production d'électricité suite à une meilleur hydraulité.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

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

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

Au **Royaume-Uni**, le plafond des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz, suivant les variations des prix de marché, a été augmenté de 5 % au 1^{er} janvier 2024 (1 928 £/an) puis a été réduit à deux reprises : de 12% sur le deuxième trimestre 2024 (1 690 £/an) et de 8% sur le troisième trimestre (1 568 £/an) pour un client résidentiel électricité et gaz (avec une consommation type). Une augmentation de 12% a été constatée sur le dernier trimestre de l'année 2024 (1 717£/an).

Ces niveaux de plafond sont bien inférieurs aux niveaux maximum (4 279 £/an) du 1^{er} trimestre 2023.

En **Italie**, le prix moyen en 2024 du tarif d'électricité PUN TWA (Single National Time Weighted Average) s'est établi à un niveau de 108,4 €/MWh, en baisse de 14,9 % par rapport à 2023 (127,4 €/MWh). Cette réduction s'explique par une diminution des prix du gaz par rapport à 2023. Le prix du gaz spot a baissé de 14,3 % par rapport à 2023 pour s'établir à 38,4 c€/smc⁽¹⁾ en raison d'une moindre tension sur les marchés internationaux.

L'autorité de régulation italienne (ARERA) a engagé la suppression progressive des tarifs réglementés pour les clients résidentiels et leur bascule vers des offres de marché.

(1) 1 c€/smc³ = 1 €/MWh

2.4 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

2.4.1 Température en France

En 2024, la température moyenne s'est élevée à 13,3°C, soit 0,5°C de moins que le niveau de 2023 mais 0,6°C de plus que la normale. La période hivernale du début de l'année 2024 a été plus douce que celle de 2023 (en particulier en février : 9,1°C en 2024 vs 6,4°C en 2023), l'été moins chaud (20,3°C en 2024 vs 21,3°C en 2023), le printemps et le reste de l'année sensiblement plus frais.

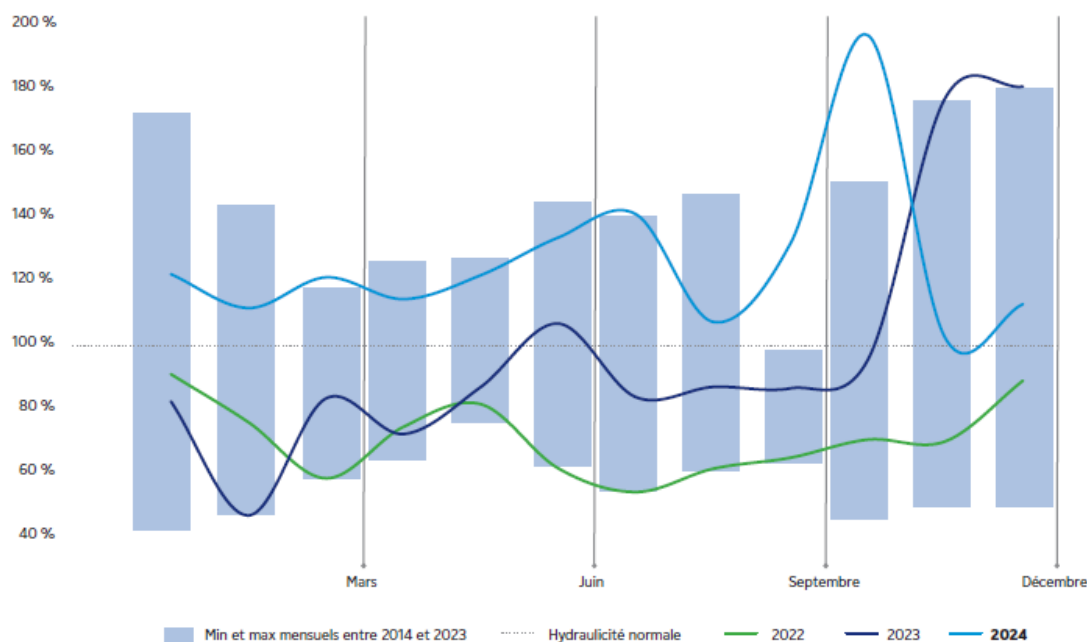
2.4.2 Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

L'année 2024 a été marquée par une pluviométrie abondante contrastant avec la sécheresse des années 2023 et 2022. L'enneigement a été très déficitaire dans les Pyrénées sur l'ensemble de l'année 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 de 2024 ont été excédentaires tous les mois de l'année par rapport à la moyenne historique*. L'indice d'hydraulicité 2024 s'élève à 1,26 sur le périmètre EDF contre 0,98 en 2023 et 0,71 en 2022. Dans ces conditions, le taux de remplissage des stocks hydrauliques a atteint 68,8 % à fin décembre 2024, soit 5,8 points de plus que la moyenne historique*.

HYDRAULICITÉ D'EDF EN FRANCE *

(*) période de 1986 à 2023



2.4.3 Événements climatiques en France et action du Groupe

En 2024, les aléas climatiques ont été nombreux sur le territoire français (cyclones, inondations, tempêtes...). Le groupe EDF continue de démontrer son engagement face aux aléas climatiques en mobilisant des ressources humaines et matérielles conséquentes.

Par exemple, lors du passage du cyclone Chido qui a frappé l'archipel de Mayotte en décembre dernier, EDF a apporté son soutien à Electricité de Mayotte (EDM). La Force d'Action Rapide du Nucléaire (FARN), spécialisée dans la gestion de crise, a été activée pour fournir des moyens logistiques, incluant l'installation de deux bases vie. De plus, la Force d'Intervention Rapide de l'Electricité (FIRE) d'Enedis a été déployée pour renforcer les efforts sur le terrain.

De même, lors de la tempête Caetano qui a touché la France métropolitaine, le réseau de distribution électrique a dû faire face à des aléas climatiques provoquant des chutes d'arbres et de branches sur les câbles. Enedis a immédiatement mobilisé ses salariés et ses prestataires pour intervenir. Les renforts de la FIRE ont été mis à disposition des régions les plus touchées dès que les conditions de circulation l'ont permis, démontrant une fois de plus la réactivité et l'engagement du groupe EDF face aux crises climatiques.

Lorsque le cyclone Belal a touché La Réunion, avec des vents violents causant des dégâts importants au réseau électrique, des moyens significatifs ont également été mobilisés : 200 techniciens, 50 véhicules, 6 hélicoptères, ainsi que la FIRE ENEDIS et SEI, avec des renforts d'Enedis et d'EDF Corse.

3 Analyse de l'activité et du compte de résultat consolidé pour 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.

(en millions d'euros)	2024	2023
Chiffre d'affaires	118 690	139 715
Achats de combustible et d'énergie	(54 217)	(80 989)
Autres consommations externes ⁽¹⁾	(10 798)	(10 493)
Charges de personnel	(16 916)	(15 470)
Impôts et taxes	(4 142)	(4 064)
Autres produits et charges opérationnels	3 906	11 228
EBE	36 523	39 927
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de <i>trading</i>	443	363
Dotations aux amortissements	(11 970)	(11 161)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 835)	(13 011)
Autres produits et charges d'exploitation	(4 834)	(2 944)
Résultat d'exploitation	18 327	13 174
Coût de l'endettement financier brut	(4 094)	(3 830)
Effet de l'actualisation	(3 190)	(3 988)
Autres produits et charges financiers	6 352	4 469
Résultat financier	(932)	(3 349)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	17 395	9 825
Impôts sur les résultats	(4 887)	(2 470)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	(683)	257
Résultat net des activités en cours de cession	29	-
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	11 854	7 612
Dont Résultat net - part du Groupe	11 406	10 016
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	448	(2 404)

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

3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 118 690 millions d'euros en 2024, en baisse de 21 025 millions d'euros (-15%) par rapport à 2023. Hors effets de change (545 millions d'euros) et hors effets de périmètre (318 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique (-15,7 %).

3.1.1 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)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	50 966	64 244	(13 278)	-20,7	-20,7
France - Activités régulées ⁽²⁾	20 071	19 413	658	3,4	3,4
EDF Renouvelables	2 154	2 031	123	6,1	6,3
Dalkia	6 018	6 395	(377)	-5,9	-5,4
Industrie et services ⁽³⁾	5 173	4 066	1 107	27,2	18,0
Royaume-Uni	17 498	21 132	(3 634)	-17,2	-19,8
Italie	15 223	17 787	(2 564)	-14,4	-14,4
Autre international	4 596	5 583	(987)	-17,7	-17,2
Autres métiers	4 848	7 677	(2 829)	-36,9	-36,8
Éliminations inter-segments	(7 857)	(8 613)	756	-8,8	-8,8
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	118 690	139 715	(21 025)	-15,0	-15,7

(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).

(3) Industrie et Services : incluant désormais les entités Framatome et Arabelle Solutions, consolidée depuis le 31 mai 2024.

France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 50 966 millions d'euros, en baisse organique de 13 278 millions d'euros (-20,7 %).

Sur l'activité de commercialisation, le chiffre d'affaires facturé aux clients finals est en baisse de (7 409) millions d'euros du fait de l'évolution des prix. Le chiffre d'affaires relatif aux clients en offre de marché diminue, du fait de la baisse des prix marchés, tandis que le chiffre d'affaires relatif aux clients aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) augmente du fait de tarifs plus élevés en janvier 2024 comparés à janvier 2023 (hausse de 20 % HT au 1er février 2023 puis 10 % au 1er août 2023), accompagnés d'une stabilité des tarifs HT de février à décembre par rapport à 2023 (hausse de 0,2 % au 1er février 2024). 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 ont été maintenus. Ainsi, la compensation relative à ces dispositifs s'est élevée sur 2024 à 1 563 millions d'euros, en baisse de (12 337) 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 (19 686) millions d'euros.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en baisse de (4 967) millions d'euros, en raison d'une baisse des prix marquée entre 2023 et 2024. A noter que l'effet en EBE est neutre du fait du mécanisme de compensation des produits et charges liés aux obligations d'achat dans le cadre du dispositif de Contribution au Service Public de l'Électricité (CSPE).

Les ventes de capacité aux enchères ont un impact négatif de 404 millions d'euros, conséquence de la baisse des prix observée sur les enchères de garanties de capacité sur les années de livraison futures, traduisant une anticipation d'un équilibre offre-demande moins tendu sur les prochaines années.

Les ventes de gaz ont un impact négatif de 180 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 463 millions d'euros, baisse portée par la diminution des prix marché (impact limité sur l'EBE).

Bilan électrique

En France, la hausse de 41,3 TWh de la production nucléaire à 361,7 TWh, conformément à la réestimation publiée le 11 décembre 2024, reflète la meilleure disponibilité du parc.

La hausse de 11,8 TWh de la production hydraulique brute en France⁽¹⁾ à 50,6 TWh s'explique par de meilleures conditions hydrauliques (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et hydraulité en France »).

Les centrales thermiques ont été moins sollicitées en 2024 (2,7 TWh contre 6,7 TWh en 2023).

Les volumes vendus aux clients finals sont en baisse de -3,9 TWh (hors effets du climat et de période). Cette diminution est partiellement compensée par une consommation unitaire en hausse de 1,0 TWh par rapport à 2023. L'impact du climat est estimé à -1,3 TWh, porté par une année 2024 plus douce que l'année 2023, en particulier sur le premier semestre.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 82,1 TWh : il était également vendeur net en 2023 à hauteur de 29,3 TWh.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 42,9 TWh en 2024 (33,0 TWh en 2023).

France - Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 20 071 millions d'euros, en hausse organique de 658 millions d'euros (+ 3,4%) par rapport à 2023.

Cette hausse est portée par l'augmentation du chiffre d'affaires d'Enedis⁽¹⁾ de 747 millions d'euros, en lien avec l'indexation du TURPE 6 (+ 4,81 % HT au 1^{er} novembre 2024, soit +698 millions d'euros).

EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires **d'EDF Renouvelables** s'élève à 2 154 millions d'euros, en hausse organique de 127 millions d'euros (+6,2 %) par rapport à 2023 portée par la production des parcs en exploitation. La production s'élève à 25 TWh à fin décembre 2024, en hausse de 9,8 % par rapport à décembre 2023. L'impact positif des mises en services réalisées en 2023 et 2024 est atténué par des conditions de vent et d'ensoleillement moins favorables et la baisse des prix.

Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 6 018 millions d'euros, en baisse organique de 347 millions d'euros (-5,4%) par rapport à 2023. Cette évolution est principalement liée à la baisse de 23% du prix du moyen du gaz ainsi qu'aux ventes ponctuelles d'actifs de production en 2023 sans équivalent en 2024.

Industrie et services

Le segment **Industrie et services** intègre les activités du sous-groupe Framatome et les activités nucléaires d'Arabelle Solutions, entrée dans le périmètre du groupe en mai 2024.

Le chiffre d'affaires de **Framatome à ses bornes** s'élève à 4 667 millions d'euros, en hausse organique de 480 millions d'euros (+11,8%) par rapport à 2023 du fait de la montée en puissance des Projets nouveaux nucléaires en France et au Royaume Uni et d'une accélération des livraisons de combustible aux USA et en Europe.

Le chiffre d'affaires de **Arabelle Solutions à ses bornes** s'élève à 506 millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF.

Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 17 498 millions d'euros, en baisse organique de 4 194 millions d'euros (-19,8%) par rapport à 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 15 223 millions d'euros, en baisse organique de (2 554) millions d'euros (-14,4 %) par rapport à 2023, dans un contexte général de baisse des prix de marché.

Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, au Brésil et en Asie (Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 4 596 millions d'euros, en baisse organique de (962) millions d'euros (-17,2%) par rapport à 2023.

En Belgique⁽²⁾, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (967) millions d'euros (-20,9%) par rapport à 2023. Cette évolution résulte de la baisse des prix de vente de l'électricité et du gaz.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 39 millions d'euros (+5,8%), en raison d'un taux d'appel de la centrale plus important qu'en 2023 du fait d'un niveau d'hydraulicité faible au Brésil.

Autres métiers

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

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 4 848 millions d'euros, en baisse organique de (2 827) millions d'euros (-36,8%) par rapport à 2023.

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 2 709 millions d'euros, en baisse organique de (1 074) millions d'euros (-28,4%) par rapport à 2023. Cette évolution s'explique par une baisse des prix de marché de gros du gaz et des volumes livrés au terminal de Dunkerque.
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 1 908 millions d'euros, en baisse organique de (1 757) millions d'euros (-47,9%) par rapport à 2023 dans un contexte de moindre volatilité et de baisse de prix comparé à 2023. Ce résultat est supérieur à ceux des années 2021 et précédentes, traduisant la performance d'EDF Trading.

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

(2) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium

3.2 Excédent Brut d'Exploitation (EBE)

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une baisse organique de (3 354) millions d'euros, soit -8,4 %. Cette évolution s'explique principalement par une diminution sur les secteurs **France - Activités de production et commercialisation** ((3 727) millions d'euros), **Autres métiers** ((1 269) millions d'euros) et **Royaume-Uni** ((595) millions d'euros), a contrario, une croissance sur le secteur **France - Activités régulées** (1 869 millions d'euros) et **EDF Renewables** (456 millions d'euros).

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	118 690	139 715	(21 025)	-15,0	-15,7
Achats de combustible et d'énergie	(54 217)	(80 989)	26 772	-33,1	-33,5
Autres consommations externes	(10 798)	(10 493)	(305)	2,9	0,5
Charges de personnel	(16 916)	(15 470)	(1 446)	9,3	7,6
Impôts et taxes	(4 142)	(4 064)	(78)	1,9	1,7
Autres produits et charges opérationnels	3 906	11 228	(7 322)	-65,2	-64,9
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	36 523	39 927	(3 404)	-8,5	-8,4

3.2.1 Analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 54 217 millions d'euros en 2024, en baisse organique de (27 104) millions d'euros (-33,5 %) par rapport à 2023 ;
 - > Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (17 201) millions d'euros en raison de la baisse des prix de marché et des volumes d'achats d'énergie dans un contexte de hausse de la production nucléaire et hydraulique,
 - > Sur le segment **France - Activités régulées**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (1 447) millions d'euros, portée par la diminution des prix relatifs aux achats de pertes.
 - > En **Italie**, les achats de combustibles et d'énergie sont en baisse organique de (2 441) millions d'euros en raison notamment de la baisse des prix et des volumes des achats de gaz,
 - > Au **Royaume-Uni**, la baisse organique des achats de combustible et d'énergie de (3 628) millions d'euros (-25,4%) est principalement liée à l'impact de la baisse des prix de marché.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 10 798 millions d'euros, en hausse organique de 48 millions d'euros (+0,5 %) par rapport à 2023. Cette variation est portée essentiellement le segment **France - Activités de production et commercialisation, avec une augmentation de 41 millions d'euros, soit +1,4 %** par rapport à 2023, reflétant notamment les achats liés au développement des activités de service et de maintenance nucléaire.
- Les **charges de personnel du Groupe** s'établissent à 16 916 millions d'euros, en hausse organique de 1 171 millions d'euros (+7,6%) en lien avec les augmentations salariales dans un contexte inflationniste, et avec la croissance des effectifs, portée principalement par les activités nucléaires.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 4 142 millions d'euros, en hausse organique de 68 millions d'euros (+1,7%) par rapport à 2023 ;
 - > Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse organique de 141 millions d'euros (+6,8 %) 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 90 millions d'euros (+17,1%) en lien principalement avec la taxe Electricity Generation Levy sur les revenus de la production nucléaire en augmentation du fait de prix du nucléaire réalisés plus élevés qu'en 2023.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 3 906 millions d'euros, en baisse organique de 7 283 millions d'euros (-64,9%) par rapport à 2023, portée essentiellement sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, qui enregistre une baisse organique de 7 804 millions d'euros. Celle-ci est essentiellement liée à la baisse de la CSPE, conséquence de la fin du dispositif de bouclier tarifaire à compter de février 2024. **EDF Renewables** connaît, pour sa part, une hausse organique de 430 millions d'euros (+140,1%) principalement liée à des opérations de cessions aux USA et d'échange d'actifs au Brésil.

3.2.2 Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	20 950	24 677	(3 727)	-15,1	-15,1
France - Activités régulées	5 576	3 707	1 869	50,4	50,4
EDF Renouvelables	1 387	932	455	48,8	48,9
Dalkia	425	407	18	4,4	4,7
Industrie et services ⁽¹⁾	118	255	(137)	-53,7	-1,6
Royaume-Uni	3 485	3 967	(482)	-12,2	-15,0
Italie	1 762	1 855	(93)	-5,0	-4,1
Autre international	835	872	(37)	-4,2	-3,1
Autres métiers	1 985	3 255	(1 270)	-39,0	-39,0
EBE GROUPE	36 523	39 927	(3 404)	-8,5	-8,4

(1) Industrie et Services : incluant désormais les entités Framatome et Arabelle Solutions, consolidée depuis le 31 mai 2024.

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE diminue de 3 727 millions d'euros (- 15,1 %) entre 2024 et 2023. La baisse des prix de vente aux clients finals, de moindres achats d'énergie à un prix moindre ainsi que les achats / ventes sur les marchés sont les principales raisons de cette diminution. Cet impact "prix" est compensé par un niveau de production en hausse, à la fois sur le nucléaire (+ 41,3 TWh) et sur la production hydraulique (+ 9,9 TWh après déduction de la consommation du pompage). Ces hausses ont un effet favorable de 3 121 millions d'euros au titre de la production nucléaire, et 863 millions d'euros pour la production hydraulique.

France - Activités régulées⁽¹⁾

La hausse de l'EBE s'explique essentiellement par une variation positive de marge brute acheminement pour +1 823 millions d'euros, en lien avec la baisse des prix de l'énergie sur les achats de pertes et la hausse des recettes portée par l'évolution du TURPE 6.

EDF Renouvelables

La croissance de l'EBE est principalement localisée sur les opérations de « Développement-Vente d'Actifs Structurés » avec notamment des opérations significatives aux Etats-Unis et au Brésil. L'EBE production progresse grâce à la hausse des volumes produits de 9,8 % provenant des mises en service de parcs réalisées en 2023 et 2024 malgré des conditions de vent et d'ensoleillement moins favorables en France et des prix de marché en baisse.

Dalkia

L'augmentation de l'EBE de Dalkia s'explique par la performance des activités commerciales 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 à 2023.

Industrie et services

Le segment Industrie et services intègre les activités du sous-groupe Framatome et les activités nucléaires d'Arabelle Solutions.

L'EBE de **Framatome à ses bornes**, s'établit à 629 millions d'euros, en hausse organique de +35 millions d'euros (+5,9%). Cette croissance est liée à la montée en puissance des Projets Nouveau Nucléaire en France et au Royaume Uni, couplée à une accélération des ventes de combustibles aux Etats-Unis.

L'EBE contributif Groupe de **Framatome**, s'élève à 242 millions d'euros; malgré un meilleur niveau des ventes de combustibles aux Etats-Unis, cet EBE est quasiment stable vs décembre 2023, du fait d'une part plus importante des résultats liés aux projets internes au groupe EDF relatifs au nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni, ainsi que des coûts R&D.

L'EBE d'**Arabelle Solutions** s'élève à (120) millions d'euros pour les 7 mois depuis son entrée dans le périmètre du groupe EDF.

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, ainsi que l'impact des baisses de prix de marché. En effet, le premier 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 avec une production nucléaire stable à 37,3 TWh malgré des arrêts fortuits plus importants que l'an passé. L'optimisation des arrêts planifiés et des prix nucléaires réalisés plus élevés ont permis de compenser l'impact de ces arrêts fortuits.

Italie

La baisse de l'EBE s'explique en particulier dans les activités gaz par une baisse des marges du portefeuille de contrats d'approvisionnement.

Dans les activités de production d'électricité, malgré la baisse des prix, les conditions d'hydraulicité exceptionnelles permettent une hausse de la production, ce qui contribue positivement en EBE. En revanche, la contribution de la production thermique à l'EBE est impactée négativement par la baisse des prix.

Dans les activités de commercialisation, les marges sont en amélioration dans les ventes d'électricité et de gaz.

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

Autre international

Au Brésil, l'EBE est en légère baisse du fait d'un effet change défavorable et de la revalorisation du prix à la baisse du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en novembre 2023. Ce dernier a pris fin en novembre 2024, ouvrant une période *merchant* et la participation à de nouveaux appels d'offre.

Autres métiers

La hausse de l'EBE des **activités gazières** (275 millions d'euros en 2024, soit +341 millions d'euros vs 2023) s'explique par de meilleures marges dans les activités de stockage et, dans une moindre mesure, par de meilleures marges dans l'activité de gestion des actifs GNL, malgré une baisse de l'activité du terminal de Dunkerque.

L'EBE d'**EDF Trading** traduit la bonne performance de cette entité qui est toutefois en baisse dans un contexte de recul des prix et des volatilités sur les marchés de gros.

3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à 18 327 millions d'euros en 2024, en hausse de 5 153 millions d'euros et en hausse organique de 5 664 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
EBE	36 523	39 927	(3 404)	-8,5
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	443	363	80	22,0
Dotations aux amortissements *	(11 970)	(11 161)	(809)	7,2
(Pertes de valeur) / reprises	(1 835)	(13 011)	11 176	-85,9
Autres produits et charges d'exploitation	(4 834)	(2 944)	(1 890)	64,2
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	18 327	13 174	5 153	39,1

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

3.3.1 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 de 80 millions d'euros dans un contexte de normalisation des prix et de la volatilité des marchés de commodities.

3.3.2 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2024 s'élèvent à 1 835 millions d'euros et portent principalement sur :

- les actifs en cours de construction du projet Hinkley Point C (HPC) pour 1 116 millions d'euros, en lien avec la mise à jour des hypothèses de taux d'actualisation, d'inflation et de change. Cette dépréciation est réversible en cas d'indice d'augmentation significative de la valeur de l'actif autre que l'effet du passage du temps sur les cash flows actualisés,
- les actifs du projet de développement de petit réacteur modulaire de Nuward (Small Modular reactors) pour 230 millions d'euros, en lien avec la nouvelle orientation du projet basée sur un nouveau design s'appuyant sur des briques technologiques éprouvées et plus en adéquation avec les conditions de marché,
- des projets d'EDF Renouvelables aux Etats-Unis, en Chine, au Royaume-Uni, pour un montant total de 157 millions d'euros.

Les principes et les résultats des tests de perte de valeur sont présentés en note 10.7 « Pertes de valeur / reprises » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

3.3.3 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation correspondent à une charge nette de 4 834 millions d'euros en 2024. La hausse de 1 890 millions d'euros par rapport à 2023 est principalement due, sur le segment **France - Activités de production et commercialisation** à la hausse des provisions nucléaires. Le changement de stratégie industrielle pour l'entreposage des combustibles usés et la réestimation des coûts du site d'entreposage de CIGEO ont conduit à un dotation complémentaire de 3 978 millions d'euros en 2024, alors qu'en 2023, la renégociation du contrat ATR 24-26 avec Orano avait conduit à une dotation de 1 073 millions d'euros sans équivalent en 2024.

3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(4 094)	(3 830)	(264)	6,9
Effet de l'actualisation	(3 190)	(3 988)	798	-20,0
Autres produits et charges financiers	6 352	4 469	1 883	42,1
RÉSULTAT FINANCIER	(932)	(3 349)	2 417	-72,2

Le résultat financier représente une charge de (932) millions d'euros en 2024, en amélioration de 2 417 millions d'euros par rapport à 2023 en raison de :

- la bonne performance du portefeuille des actifs dédiés avec un rendement de 10,8 % (vs 10,2 % en 2023), permise par l'évolution favorable des marchés financiers, et en particulier des marchés actions en 2024, qui se traduit par une amélioration des autres produits et charges financières de 1 883 millions d'euros (avec un impact cash limité) ;
- une baisse de la charge de désactualisation de 798 millions d'euros, principalement liée à la hausse de 0,10 % du taux réel d'actualisation des provisions nucléaires en France en 2024. Il était resté stable en 2023 (sans impact cash) ;
- la gestion active de la dette, dans un contexte de taux d'intérêt élevés, qui a permis de stabiliser le coût de l'endettement financier brut à 264 millions d'euros

Le résultat financier courant s'établit à (3 709) millions d'euros, en hausse de 1 865 millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents, dont en particulier la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés.

3.5 Impôts sur les résultats

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (4 887) millions d'euros au 31 décembre 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 % (contre une charge de (2 470) millions d'euros en 2023, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,13%).

La variation de (2 417) millions d'euros par rapport à 2023 est essentiellement liée à l'augmentation de 7 570 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant une charge d'impôt théorique supplémentaire de (1 955) millions d'euros.

La variation de la charge d'impôt de 2024 est également affectée par la dépréciation d'impôts différés actifs aux Etats-Unis, pour 183 millions d'euros, alors que le Groupe avait, à l'inverse, reconnu en 2023 un actif d'impôt différé de 1 060 millions d'euros au titre de l'intégralité du déficit réalisé en 2022 par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %). L'exercice 2023 avait, de plus, été marqué par l'effet défavorable de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont une quote-part significative était fiscalement non déductible, sans équivalent en 2024.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, certaines provisions nucléaires et les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités), le taux effectif d'impôt ressort à 26,48 % au 31 décembre 2024 contre un taux de 20,6 % au 31 décembre 2023.

3.6 Résultat net

Le **résultat net courant** s'élève à 15 233 millions d'euros. La baisse de 3 248 millions d'euros reflète notamment la diminution de l'EBE et la hausse de la charge d'impôt limitée par une amélioration du résultat financier sur l'année 2024.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 11 406 millions d'euros, en augmentation de 1 390 millions d'euros. Malgré la dégradation du résultat net courant induite par la baisse de l'EBE, l'amélioration du résultat net part du Groupe s'explique notamment par les éléments après impôt suivants :

- une dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C pour 782 millions d'euros en 2024, en raison de la révision des hypothèses de taux d'actualisation et d'inflation. En 2023, la valeur du projet et du goodwill d'EDF Energy avait fait l'objet d'une dépréciation à hauteur de 7 927 millions d'euros après l'annonce du délai et des coûts supplémentaires faite en janvier 2024 ;
- une dépréciation au titre du projet éolien en mer Atlantic Shores aux Etats-Unis pour 934 millions d'euros⁽¹⁾, au sein de la quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ;
- la nouvelle estimation des coûts prévisionnels d'entreposage des combustibles usés en France pour 2 376 millions d'euros et une réévaluation des coûts du site d'entreposage de CIGEO pour 575 millions d'euros ;
- la variation de juste valeur des instruments financiers et les dépréciations de prêts actionnaires, notamment relatifs au projet de Neart na Gaoithe (NNG), pour 306 millions d'euros.

(1) Comprend pour l'essentiel une dépréciation des titres ainsi qu'une provision.

4 Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
EBE	36 523	39 927	(3 404)	-8,5
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(1 522)	3 939	(5 461)	-138,6
EBE Cash	35 001	43 866	(8 865)	-20,2
Variation du besoin en fonds de roulement net	(1 452)	(7 785)	6 333	-81,3
Investissements nets ⁽¹⁾	(22 402)	(19 100)	(3 302)	17,3
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	53	(53)	106	-200,0
Cash-flow généré par les opérations ⁽²⁾	11 200	16 928	(5 728)	-33,8
Cessions d'actifs	9	80	(71)	-88,8
Impôt sur le résultat payé	(3 384)	(3 695)	311	-8,4
Frais financiers nets de produits financiers ⁽²⁾	(2 362)	(2 241)	(121)	5,4
Actifs dédiés	(344)	(378)	34	-9,0
Dividendes versés en numéraire	(1 252)	(1 113)	(139)	12,5
Cash-flow Groupe	3 868	9 581	(5 713)	-59,6
Emissions TSDI	1 728	1 377	351	25,5
Rachats TSDI	(3 742)	(1 369)	(2 373)	173,3
Autres variations monétaires	(523)	(365)	(158)	43,3
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	1 332	9 224	(7 892)	-85,6
Effet de la variation de change	(240)	(162)	(78)	48,1
Autres variations non monétaires	(1 057)	1 057	(2 114)	-200,0
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	35	10 119	(10 084)	-99,7
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités en cours de cession				
Endettement financier net ouverture	54 381	64 500	(10 119)	-15,7
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	54 346	54 381	(35)	-0,1

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

(2) Les produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie sont présentés désormais au sein du cash-flow groupe (pour un montant de 351 M€ au 31 décembre 2024 et 293 M€ au 31 décembre 2023). Ils étaient intégrés en 2023 dans les "Autres investissements financiers". Les données comparatives ont été retraitées.

4.1 Endettement financier net

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

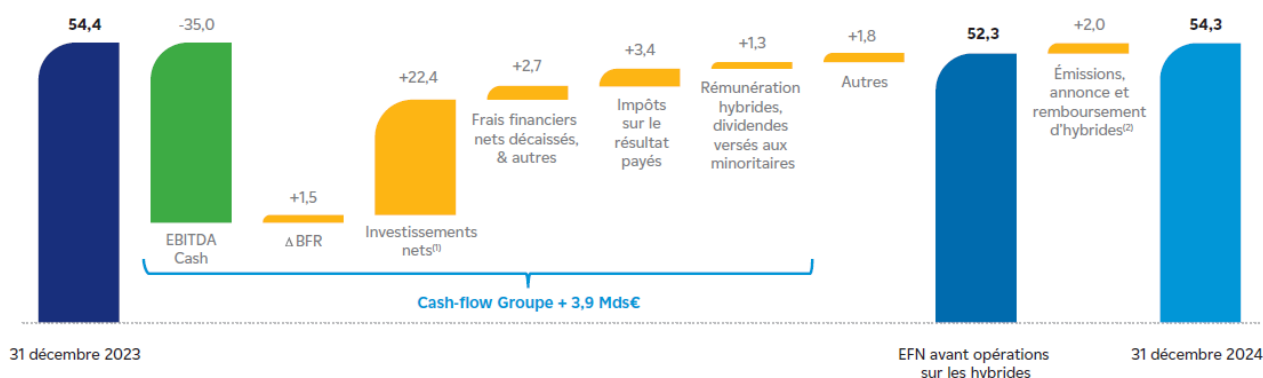
L'endettement financier net atteint 54,3 milliards d'euros, stable par rapport à fin 2023. L'impact favorable du cash-flow positif est compensé par les émissions et remboursements d'hybrides, ainsi que par l'annonce du remboursement de l'obligation hybride émise en janvier 2013 pour un montant nominal 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⁽¹⁾.

Les émissions obligataires réalisées en 2024 pour un montant de 6 672 millions 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 13 ans à fin décembre 2024 (vs 11 ans à fin 2023) et la maîtrise du coût du financement dans un contexte de taux élevés.

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	81 801	86 647	(4 846)	-5,6
Dérivés de couvertures des dettes	(1 872)	(1 379)	(493)	35,8
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 597)	(10 775)	3 178	-29,5
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(17 997)	(20 077)	2 080	-10,4
Dérivés macro- couverture sur titres de dettes liquides	11	(35)	46	-131,4
ENDETTEMENT FINANCIER NET	54 346	54 381	(35)	-0,1

VARIATION DE L'ENDETTEMENT NET ENTRE LE 31 DÉCEMBRE 2023 ET LE 31 DÉCEMBRE 2024

En milliards d'euros



(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

(2) L'annonce du remboursement le 18.12.2024 de l'obligation hybride émise en janvier 2013 pour un montant total de 1,25 Md€ entraîne son reclassement en autres dettes financières.

(1) Cf. communiqué de presse du 18 décembre 2024. L'annonce du remboursement des titres subordonnés à dure indéterminée entraîne un reclassement de l'instrument des capitaux propres, en autres dettes financières au 31 décembre 2024.

4.2 Cash-flow Groupe

Le cash-flow Groupe s'établit à 3,9 milliards d'euros versus 9,6 milliards d'euros en 2023. Il s'explique par un EBE cash de 35,0 milliards d'euros dû à une bonne performance opérationnelle malgré la baisse des prix de marché.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 1,5 milliard d'euros dont :

- (2,8) milliards d'euros liés au déficit de compensation de la CSPE à fin 2024 avec des charges nettes de (6,9) milliards d'euros partiellement compensé par les versements de l'état pour +4 milliards d'euros ;
- +2,3 milliards d'euros liés à la baisse des prix sur les créances notamment sur le marché d'affaire ;
- (0,8) milliard d'euros de baisse du niveau de créances affacturées en 2024 ;
- (0,4) milliard d'euros liés à hausse des créances acheminements corrélativement à l'indexation tarifaire du 1er novembre 2024 et (0,2) milliard d'euros liés à la diminution des dettes d'achats de pertes suite à la baisse des prix de l'électricité.

Ce cash-flow permet de financer des investissements nets de 22,4 milliards d'euros, en hausse de 3,3 milliards 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, ainsi que des opérations de croissance externe dont l'acquisition de Arabelle Solutions le 31 mai 2024.

4.2.1 Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions) s'élèvent à 22 402 millions d'euros, en hausse de 3 302 millions d'euros par rapport à 2023.

(en millions d'euros)	2024	2023	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	8 471	6 566	1 905	29
France - Activités régulées	5 582	5 025	557	11
EDF Renouvelables	1 797	1 759	38	2
Dalkia	391	297	94	32
Industrie et Services	511	386	125	32
Royaume-Uni	5 013	4 088	925	23
Italie	612	632	(20)	-3
Autre international	429	292	137	47
Autres métiers	(404)	55	(459)	n.a.
INVESTISSEMENTS NETS	22 402	19 100	3 302	17

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 1 905 millions d'euros, principalement du fait de l'acquisition des activités nucléaires d'Arabelle Solutions, du rachat des parts d'Assystem dans Framatome, de la montée en puissance du projet EPR 2 et de l'augmentation sur le parc existant (Grand carénage, révisions majeures et visites périodiques).

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** sont en augmentation de 557 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements et de renforcement du réseau.

Au **Royaume-Uni**, la hausse des investissements nets de 925 millions d'euros traduit la montée en puissance du chantier Hinkley Point C.

L'augmentation de 125 millions d'euros des investissements nets dans le segment **Industrie & Services** est essentiellement liée aux investissements nécessaires pour EPR 2.

La hausse des investissements nets du segment **Autre International** de 137 millions d'euros est notamment liée à de nouveaux développements en Asie Pacifique.

Les investissements nets d'**EDF Renouvelables** et de l'**Italie** sont stables. En Italie, la hausse dans les activités renouvelables est compensée par la baisse dans les activités de services énergétiques et dans le thermique avec la mise en service de Marghera et Presenzano.

L'augmentation de capital de 500 millions d'euros des actionnaires minoritaires dans EDF Investissements Groupe, destinée à financer HPC génère une ressource minorant les investissements dans le segment **Autres métiers**.

4.2.2 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).

Les flux nets sur actifs dédiés s'élèvent à 344 millions en 2024. Ils correspondent :

- 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.

A fin 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 104,7%. Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2024 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

4.2.3 Dividendes versés en numéraire

En 2024, EDF a décaissé 1 250 millions d'euros :

- 582 millions d'euros envers les porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée,
- 668 millions d'euros de dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires.

4.3 Autres variations non monétaires

L'**effet de change** a un impact défavorable de (240) millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à l'appréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro⁽¹⁾.

Les **autres variations non monétaires** s'établissent à (1 057) millions d'euros à fin 2024 contre 1 057 millions à fin 2023. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16). En 2023, elles comprenaient la conversion en action des obligations OCEANE par l'Etat français.

(1) Appréciation de 4,81 de la livre sterling face à l'euro : 1,2060€/£ au 31 décembre 2024 et 1,1507 €/£ au 31 décembre 2023 ; Appréciation de 6,36% du dollar américain face à l'euro : 0,9626 €//\$ au 31 décembre 2024 et 0,9050€//\$ au 31 décembre 2023.

5 Performance extra-financière

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

5.1.1 L'Environnement

Avec 94 % de sa production d'électricité décarbonée en 2024, le groupe EDF est aujourd'hui le premier producteur mondial d'électricité bas carbone⁽¹⁾ et poursuit son ambition de contribuer à la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Emission carbone du Groupe

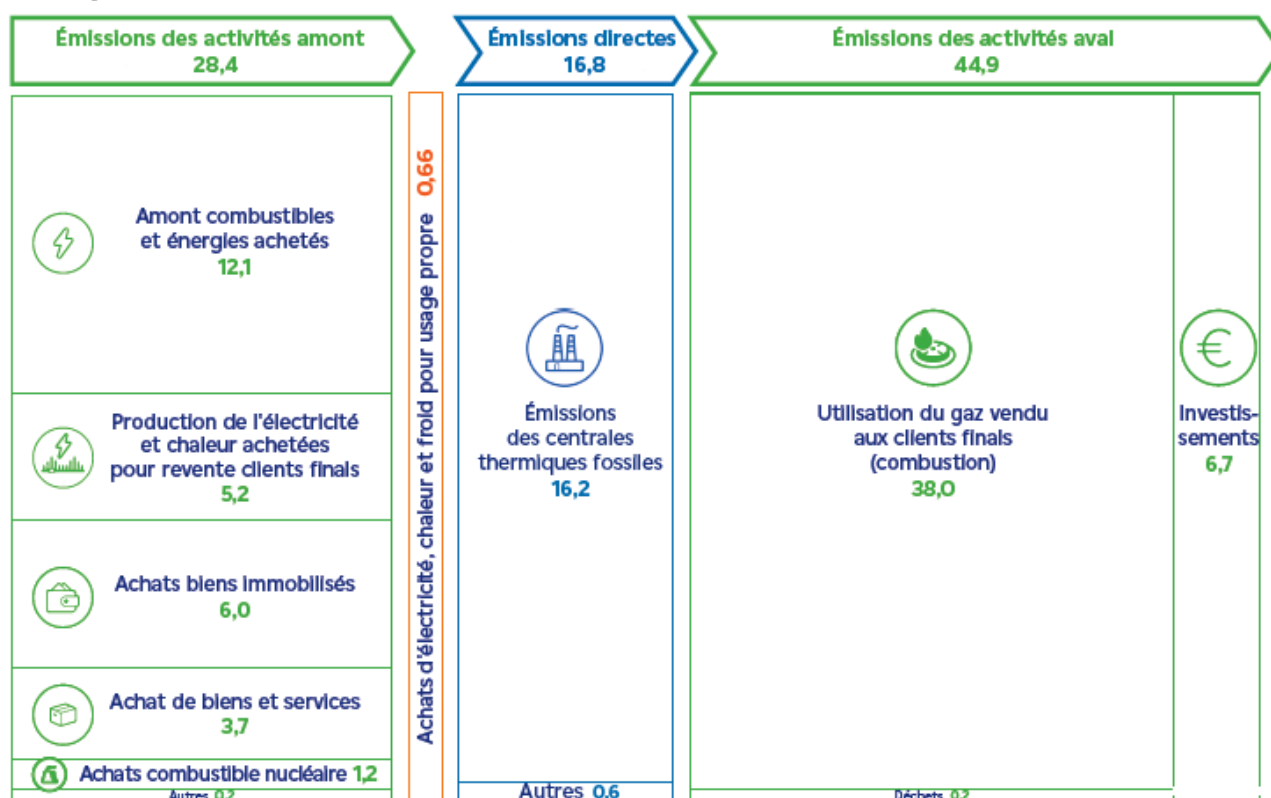
Les émissions directes (Scope 1) continuent leur baisse, -11% entre 2023 et 2024 ou -2,1 MtCO₂e, et atteignent 16,8 MtCO₂e en 2024. Cette diminution est principalement attribuable à la moindre utilisation des centrales thermiques fonctionnant au charbon, au fioul et au gaz, qui ont vu leur production électrique baisser de 10 TWh (- 23 %) dans un contexte de stabilité de la consommation électrique et de très bonne disponibilité des moyens de production bas carbone, notamment ceux d'EDF (production électrique nucléaire et renouvelable). La conversion au bioliquide de la production insulaire (centrale de Port-Est à La Réunion) et la poursuite de la décarbonation de la production de chaleur ont également contribué à cette baisse. Cette nouvelle diminution des émissions directes par rapport à l'année précédente s'inscrit dans une tendance à la baisse depuis 2017 (-15%)⁽²⁾.

Les émissions comptabilisées du Scope 2, qui représentent 0,7% du bilan Carbone du Groupe, augmentent de 0,4 MtCO₂e entre 2024 et 2023, notamment en raison de l'augmentation de la consommation d'électricité et de chaleur dans certaines géographies du Groupe.

Les émissions du Scope 3 augmentent de 1 % en 2024 (+0,9 MtCO₂e) principalement du fait de la hausse des émissions associées aux ventes de gaz aux clients finals (+2,6 MtCO₂e, soit +7 %) et de la hausse des achats de biens (+0,8 MtCO₂e, 8 %). Les émissions liées aux investissements minoritaires baissent de -0,3 MtCO₂e (-5 %), en raison notamment de la baisse de la production fossile au Chili. Les émissions des achats de gaz et d'électricité pour revente aux clients finals conjuguées aux émissions des investissements minoritaires représentent 81 % des émissions de Scope 3.

L'ensemble de ces éléments contribue à une baisse du bilan carbone du groupe EDF en 2024 de 0,9 MtCO₂e, qui atteint un total de 90,7 MtCO₂e.

en Mt CO₂



- Scope 1 : 18 %
- Scope 2 : 0,7 %
- Scope 3 : 81 %

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

(2) TCAC (taux de croissance annuel composé)

Intensité carbone

En 2024, l'intensité carbone⁽¹⁾ produite par le groupe EDF s'établit à 30 gCO₂/kWh. Elle est l'une des plus faibles au monde et environ sept fois inférieure à la moyenne des *utilities* européennes (210 gCO₂/kWh⁽²⁾). Au-delà de l'effet de la baisse des émissions directes, l'évolution de l'intensité carbone, -19% par rapport à 2023, reflète la hausse de la production bas carbone du Groupe en 2024. L'ensemble des filières du Groupe y contribue : + 11 % pour le nucléaire, + 30 % pour l'hydraulique et + 7 % pour l'éolien et le solaire.

Indicateur groupe EDF	Réalisé 2024	Réalisé 2023
Intensité carbone (gCO ₂ /kWh)	30	37

Emissions évitées

EDF propose des solutions et promeut les leviers de décarbonation auprès de ses clients, contribuant ainsi à la décarbonation de l'économie. EDF s'est fixé un objectif d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO₂ à l'horizon 2030, et 45 millions de tonnes d'ici 2035, grâce à la vente des produits et services innovants.

	2024	2023	2022
Emissions évitées (Mt CO ₂)	13,4	12,4	11,4

L'indicateur émissions évitées couvre les activités suivantes, exercées par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF Energy, et Edison : développement des ENR dans les réseaux de chaleur ; efficacité énergétique ; production photovoltaïque (installations vendues aux clients et autoconsommation, à l'exclusion des installations EDF injectant leur production dans le réseau) ; mobilité électrique ; pompes à chaleur résidentielles, vente de biométhane aux véhicules légers, hydrogène. L'indicateur correspond à l'écart entre les émissions du produit/service vendu et les émissions d'un scénario de référence fixé pour chaque produit/service. Il est calculé en incluant les émissions directes et indirectes de l'analyse du cycle de vie sur une base annuelle.

5.1.2 Social

Santé-sécurité

La santé et la sécurité sont indissociables chaque jour des activités du groupe EDF. EDF continue à enregistrer des accidents mortels liés à l'activité professionnelle, conduisant à affirmer comme une priorité absolue la nécessité d'éradiquer ces événements grâce en particulier à un renforcement de l'application des 10 règles vitales⁽³⁾ du Groupe portant sur les principaux risques métiers (électricité, levage, travail en hauteur, risque routier...).

Après l'année 2020 très atypique, la valeur du LTIR⁽⁴⁾ (*Lost Time Incident Rate*) global s'inscrit dans une baisse régulière depuis 2019, illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

Indicateur	Périmètre	2024	2023	Progression
LTIR	Salariés+Prestataires	1,6	1,7	5,4%

Mixité

Conscient de sa responsabilité dans le développement de l'égalité, du respect de la diversité et des valeurs d'inclusion, le Groupe EDF s'engage, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, à développer des actions concrètes en faveur de l'égalité professionnelle et de l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, à lutter contre le sexisme et les violences, à lutter contre toutes les formes de discriminations et à soutenir la parentalité.

La diversité, et notamment la mixité, des populations dirigeantes et futures dirigeantes sont des leviers essentiels de la transformation du Groupe. Ainsi, au-delà des échéances de la loi Rixain en France, le groupe EDF s'est donné pour objectif d'atteindre 40 % de femmes parmi l'ensemble des dirigeants du Groupe, y compris l'ensemble de ses filiales à l'étranger. Cette cible est particulièrement ambitieuse en termes de temporalité, en particulier pour un groupe industriel qui ne dispose pas à court terme d'un vivier suffisant pour atteindre rapidement 40 % de femmes au niveau des Dirigeants. Les nombreuses actions en faveur de la mixité permettent cependant d'augmenter progressivement le pourcentage de femmes dans l'entreprise.

Au 31 décembre 2024, EDF compte 26,7 % de femmes parmi les dirigeants de l'entreprise (contre 24 % à fin 2023) témoignant d'une progression de la mixité des dirigeants au sein du Groupe.

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

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

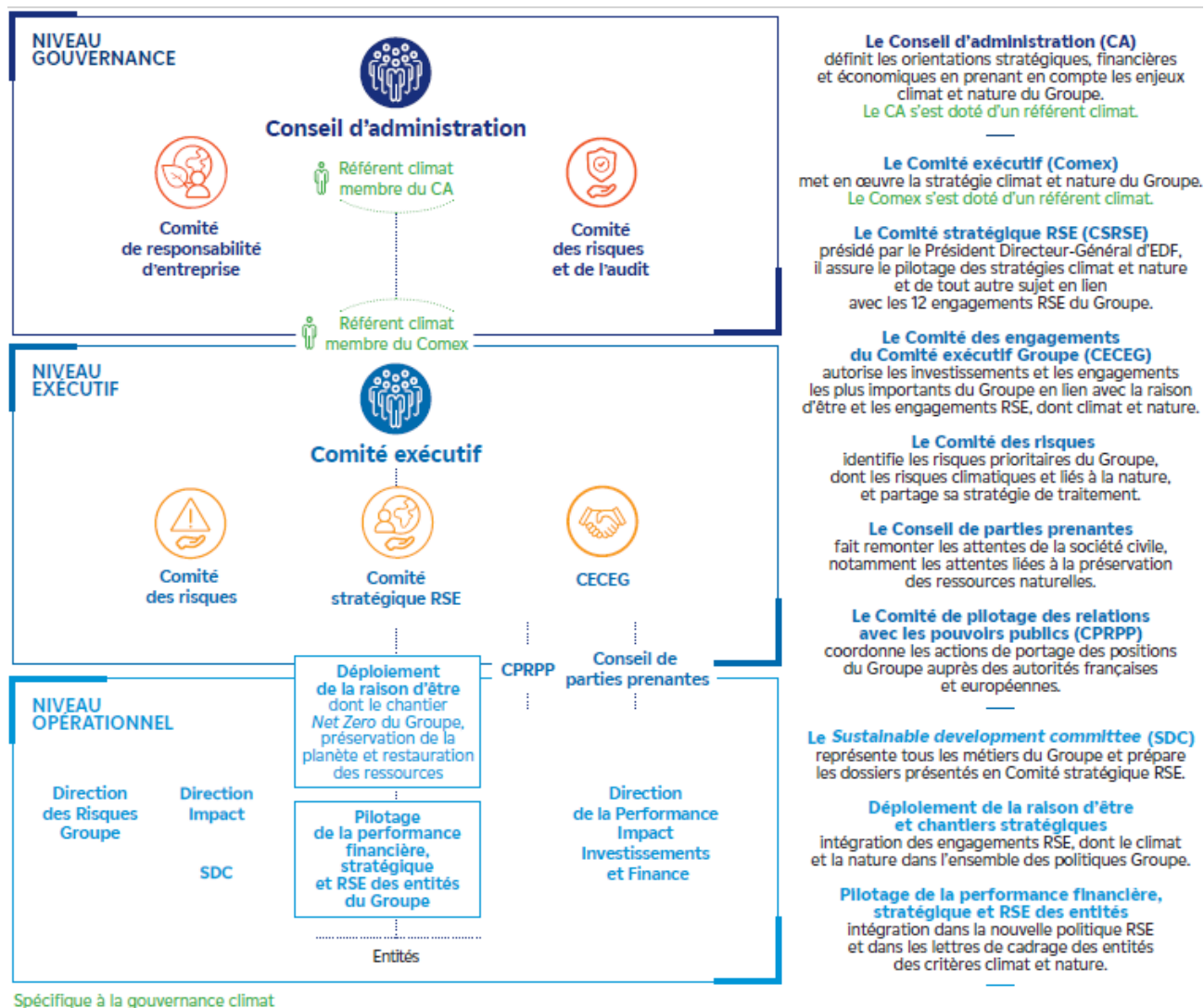
(3) <https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/sante-et-securite/10-regles-vitales>

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

5.1.3 La Gouvernance

Gouvernance des enjeux climat et nature

Afin d'assurer la prise en compte des enjeux liés au climat et à la nature, une gouvernance spécifique pour ces enjeux a été mise en place au travers de différents comités et instances décrits dans le schéma ci-contre.

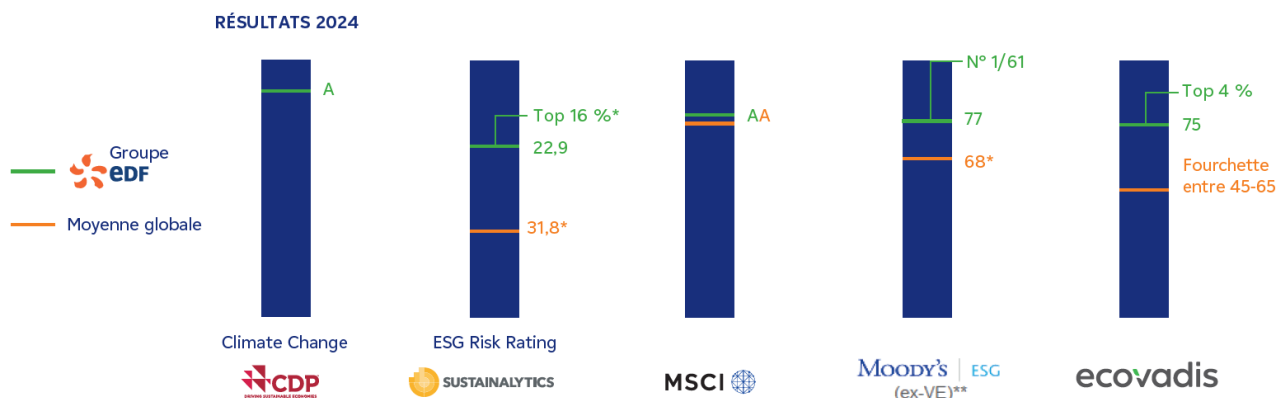


En particulier, le Comité de responsabilité d'entreprise examine, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en oeuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité sociale et environnementale. Il examine notamment la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique.

Le Comité de responsabilité d'entreprise s'est réuni à 4 reprises en 2024 et a traité par exemple du Plan de vigilance 2023 du groupe EDF, de la Mixité et égalité professionnelle, de la Prévention santé & sécurité, de l'état des lieux sur la Raison d'être et des Achats responsables et durables. En 2024, le Comité de responsabilité d'entreprise s'est également réuni conjointement avec le Comité des risques et de l'audit à 3 reprises sur les questions de durabilité. Ont notamment été traités les sujets relatifs à la formation des administrateurs sur les sujets de durabilité, la nomination des commissaires aux comptes en charge de la mission de certification des informations consolidées en matière de durabilité, le processus de double matérialité et le processus d'établissement des cibles ESG.

5.1.4 Notations extra-financières

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



PRINCIPALES COALITIONS INTERNATIONALES D'EDF



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

6 Perspectives financières

Perspectives 2025

EBE attendu en recul dans un contexte de baisse des prix de marché.

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

Objectifs 2027⁽¹⁾

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

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

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

(2) Ratio à méthodologie S&P constante

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 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).

Le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattaché 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. Il assure un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA pour lequel il produit des rapports de suivi quotidien et hebdomadaire des indicateurs de risques. Il a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis qui a son propre dispositif) ainsi que sur les activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

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

7.1.1 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. Sur l'année 2024, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans six devises pour un équivalent d'environ 6,7 milliards d'euros, une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un équivalent de 1,7 milliard d'euros. Sur cette période, le groupe EDF a racheté une partie de ses deux obligations super-subordonnées à durée indéterminée de dates de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 pour un montant équivalent à 1,2 milliard d'euros, tandis que 2,9 milliards d'euros équivalents de dette senior sont arrivés à maturité sur l'année.

Le Groupe a conclu en 2024 des lignes de crédit bilatérales de maturités 3 et 5 ans pour un total de 6,5 milliards d'euros équivalents, ainsi qu'une ligne de crédit de 500 millions d'euros auprès de la BEI de maturité 10 ans. Ces lignes de crédit sont intégralement tirées.

EDF a remboursé de façon anticipée une partie de ses prêts bancaires en 2024, pour un équivalent de 12,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2024, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit⁽¹⁾ :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux ⁽¹⁾	Swaps de change ⁽¹⁾	Garanties données sur emprunts
< 1 an	15 909	(13)	(415)	73
1 à 5 ans	33 364	(281)	(1 479)	617
> 5 ans	88 638	(14)	(3 906)	505
TOTAL	137 911	(308)	(5 800)	1 195
dont remboursement du nominal	81 802			
dont charges d'intérêts	56 109			

(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 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. Le Groupe a également accès à des ressources moyen terme dans le cadre d'un programme NEU MTN (Negotiable European Medium Term Notes) dont le plafond est de 2 milliards d'euros (dont 500 millions d'euros de NEU MTN « vert ») ;
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2024, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 2 981 millions d'euros de NEU CP et 10 millions de dollars en US CP.

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

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

(1) Valorisation sur la base des cours de change et des taux d'intérêt au 31 décembre 2024.

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2024 s'établit à 13,0 ans contre 11,0 ans au 31 décembre 2023.

Au 31 décembre 2024, EDF SA dispose d'un montant global de 13 688 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 6 milliards d'euros indexé sur des indicateurs ESG d'une maturité jusqu'en novembre 2029. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2024;
- les lignes bilatérales représentent 7 688 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en août 2029.

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 31 décembre 2024 pour un montant cumulé de 3 175 millions d'euros.

Edison dispose en outre d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 70 millions d'euros au 31 décembre 2024.

Plusieurs niveaux de poches de liquidité (1 mois à 6 mois) sont suivis au pas hebdomadaire par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements pour offrir à la fois une perspective à court terme et une approche adaptée aux risques de besoins de liquidité (notamment liés aux appels de marge) en prenant en compte les différents financements disponibles.

7.1.2 Notation financière

Au 31 décembre 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 6 juin 2024, Standard & Poor's a revu les perspectives de « stable » à « positif ».

La notation du Groupe est susceptible d'être affectée en particulier, par les « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe » et le « Risque d'accès à la liquidité ».

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

n.a. = non applicable.

7.1.3 Gestion du risque de change

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

Afin de limiter son exposition au risque de change, le Groupe 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.

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DECEMBRE 2024, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2024 par devise et après couverture, se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture ⁽¹⁾	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	43 014	22 327	65 341	80%
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	22 841	(21 543)	1 298	2%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	10 580	1 843	12 423	15%
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 367	(2 627)	2 740	3%
TOTAL DES EMPRUNTS	81 802		81 802	100%

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

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2024.

(en millions d'euros)	Dettes après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dettes après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	65 341		65 341
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	1 298	130	1 428
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	12 423	1 242	13 665
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 740	274	3 014
TOTAL DES EMPRUNTS	81 802	1 646	83 448

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

STRUCTURE ET SENSIBILITE DES ACTIFS NETS DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe et le risque de perte de change, en capitaux propres au 31 décembre 2024.

(en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	3 958	1 750	191	2 017	1 941	194
CHF (Suisse)	17	-	8	9	10	1
PLN (Pologne)	308	-	153	155	36	4
GBP (Royaume-Uni)	21 393	6 584	3 701	11 108	13 396	1 340
BRL (Brésil)	2 203	-	-	2 203	343	34
CNY (Chine)	7 666	-	4 267	3 399	448	45

Les actifs nets indiqués ci-dessus sont ceux des filiales étrangères du Groupe en devises, retraités des variations de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie et des titres de dettes et de capitaux propres comptabilisés en capitaux propres, ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en résultat.

Le risque de perte de change est adossé à l'hypothèse d'évolution défavorable et uniforme de 10 % du taux de change euro contre devise. Les actifs nets sont convertis aux taux de clôture et les impacts sont indiqués en valeur absolue.

Le risque de change sur les titres de dettes et de capitaux propres est essentiellement localisé dans le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF qui fait l'objet d'une analyse dans la section 7.1.6 « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA ».

Le risque de change associé aux placements de trésorerie, aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2024.

7.1.4 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 31 décembre 2024, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 52 % à taux fixe et 48 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 390 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2024 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,85% à fin décembre 2024.

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

(en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	68 608	(25 766)	42 842	-
À taux variable	13 194	25 766	38 960	390
TOTAL DES EMPRUNTS	81 802		81 802	390

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN), les Titres de Créances Négociables (TCN) et les dépôts court terme à taux variables détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

(en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	2 101	(210)	1 891

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

7.1.5 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 décembre 2024, soit un montant de 3,4 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2024, le fonds de pension à prestations définies de EDF Energy, nommé EDF Group (EDFG) a augmenté son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de 8,9% à fin 2024 (4,9% à fin 2023), ce qui représente désormais un montant de 483 millions de livres sterling.

COUVERTURE DES ENGAGEMENTS NUCLÉAIRES D'EDF

L'analyse du risque actions est détaillée dans la section suivante relative au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA.

7.1.6 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 15.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 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 des risques et de l'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.

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 réduire légèrement la part d'immobilier et augmenter celle de l'infrastructure et du private equity. 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⁽¹⁾ 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.

Au 31 décembre 2024, la valeur globale du portefeuille s'élève à 40 320 millions d'euros, contre 36 885 millions d'euros à fin décembre 2023. L'évolution des actifs dédiés en 2024, ainsi que leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable, sont décrites en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2024.

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

(en millions d'euros)	31/12/2024			31/12/2023		
	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2024	Composition analytique	Valeur de réalisation	Performance 2023
Actifs de rendement	23,5%	9 485	4,6%	23,4%	8 657	2,9%
Actifs de croissance	41,3%	16 633	21,0%	38,1%	14 036	17,5%
Actifs de taux	35,2%	14 202	4,5%	38,5%	14 192	7,9%
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	100,0%	40 320	10,8%	100,0%	36 885	10,2%

(1) Comité interne et organe permanent d'évaluation, de concertation et de décision opérationnelle en matière de gestion des actifs dédiés

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 31 décembre 2024 la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 15 934 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 12,37 % (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 31 décembre 2024, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 971 millions d'euros.

Au 31 décembre 2024, la sensibilité des obligations cotées (13 182 millions d'euros) s'établit à 5,16, 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 680 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 au 31 décembre 2024 à 4,5 % (voir note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 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 6,1 % au 31 décembre 2024.

7.1.7 Gestion du risque de contrepartie/crédit

Le Groupe EDF est exposé au risque de contrepartie sur ses activités opérationnelles et financières. Ce risque est géré de manière active. Il est supervisé par une gouvernance décrite dans l'une des politiques d'entreprise du Groupe. Cette politique prévoit notamment la consolidation des expositions du Groupe, assurée par le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements. Cet exercice trimestriel met en évidence le poids important des montants exposés à des contreparties « *Investment Grade* » (89% des expositions à fin septembre 2024), en lien avec le poids important des expositions issues d'activités financières (69% des expositions à fin septembre 2024).

Ces dernières concernent principalement la gestion de trésorerie et la gestion d'actifs. Les contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF ont un cadre de travail établi par la Direction des Risques Groupe, qui spécifie les procédures d'autorisation des contreparties et la méthodologie de calcul des limites attribuées. La consommation des limites est actualisée en temps réel et vérifiée quotidiennement. En cas d'alerte ou d'évolution défavorable sur une contrepartie, la pertinence des limites est réexaminée avec réactivité.

Les expositions issues d'activités d'approvisionnement de combustible et de trading sur les marchés de l'énergie (11% des expositions à fin septembre 2024) sont notamment portées par EDF Trading, qui suit quotidiennement ses expositions et attribue des limites liées à la solidité financière de chaque contrepartie. EDF Trading met par ailleurs en œuvre des moyens de réduction du risque de contrepartie, par exemple des accords de netting des positions, des accords de cash collateral, ou des garanties.

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

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

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

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 des risques et de l'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.

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. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (disponibilité des moyens de production, consommation des clients). 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.

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. 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 donné.

En 2024, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 57 millions d'euros, revue à la baisse à 50 millions d'euros en juillet 2024, et une limite stop-loss de 180 millions d'euros.