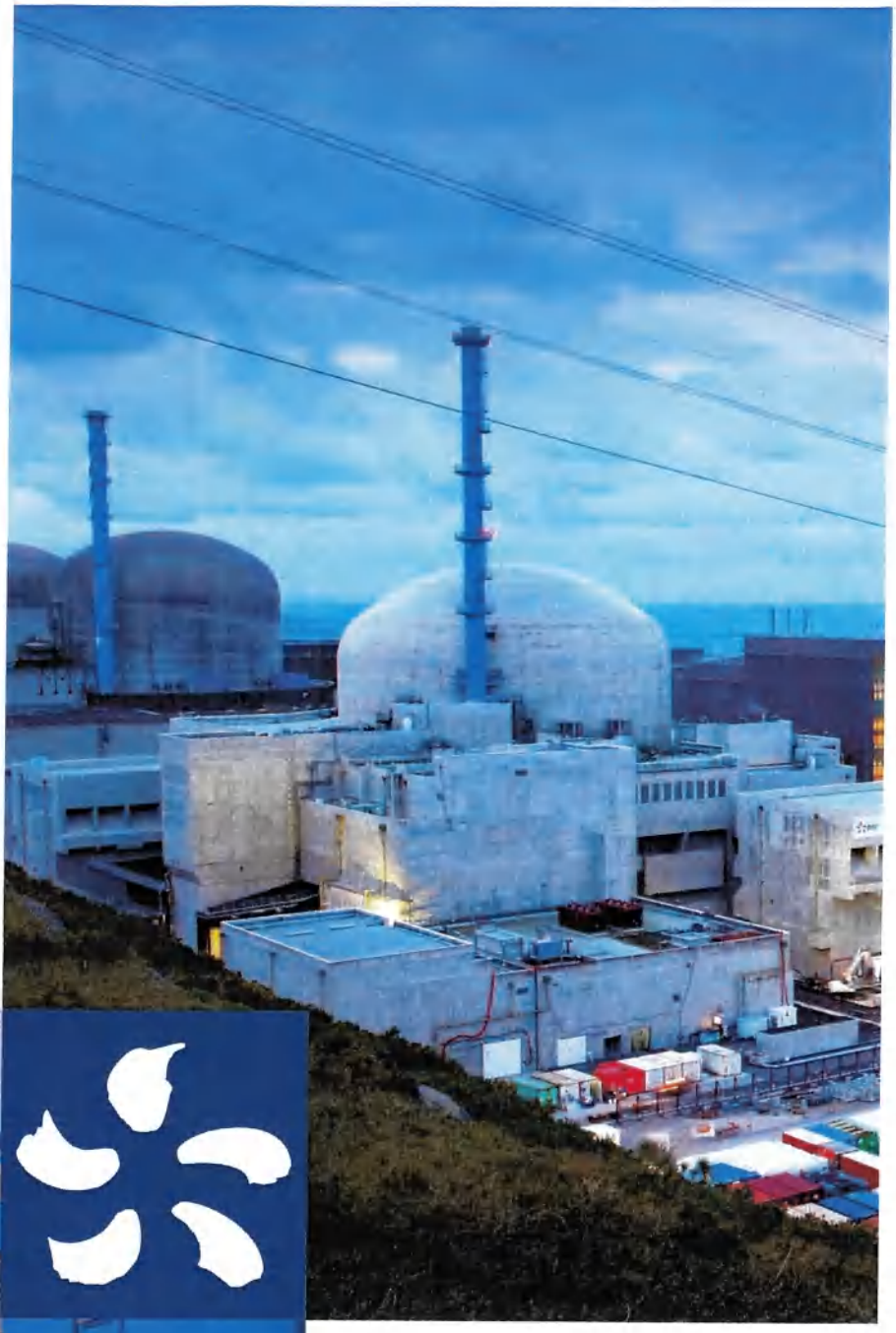
Document d'enregistrement universel 2025

incluant le rapport financier annuel





Pour extrait certifié conforme à l'original
le 15/07/2026

Notre raison d'être

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Sommaire

1. Le Groupe, sa stratégie et ses activités 5

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires /RFA/ 6
1.2 Présentation du Groupe 10
1.3 Stratégie et objectifs du Groupe /RFA/ 16
1.4 Description des activités du Groupe 22
1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences 92

2. Facteurs de risques et cadres de maîtrise /RFA/ 97

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 98
2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 106

3. État de durabilité et Plan de vigilance 135

3.1 Informations générales 140
3.2 Informations environnementales 151
3.3 Informations sociales 214
3.4 Informations sur la conduite des affaires 259
3.5 Annexes et Rapport de certification des informations en matière de durabilité 269
3.6 Plan de vigilance 285

4. Gouvernement d'entreprise /RFA/ 299

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 300
4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 301
4.3 Direction Générale 328
4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 330
4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 331

5. Performance financière et perspectives /RFA/ 337

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2025 338
5.2 Évènements postérieurs à la clôture 348
5.3 Évènements postérieurs à l'arrêté des comptes 348
5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2026 348

6. États financiers /RFA/ 349

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2025 350
6.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 464
6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025 469
6.4 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels 543
6.5 Politique de distribution de dividendes 547
6.6 Autres informations 548
6.7 Reporting d'allocation et d'impact des fonds levés dans le cadre des Financements Verts d'EDF 550

7. Informations concernant la Société et son capital 559

7.1 Informations générales concernant la Société 560
7.2 Actes constitutifs et statuts 563
7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat /RFA/ 564
7.4 Opérations avec des apparentés 568
7.5 Contrats importants /RFA/ 574

8. Informations complémentaires 575

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation /RFA/ 576
8.2 Responsables du contrôle des comptes – Commissaires aux comptes 576
8.3 Documents accessibles au public – LEI 576
8.4 Tables de concordance 577
8.5 Glossaire 583

/RFA/ Ces informations font partie intégrante du Rapport financier annuel, tel que prévu par l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier.

Document d'enregistrement universel 2025

incluant le rapport financier annuel

L'ÉLECTRICITÉ, ÇA NE FAIT QUE COMMENCER

Le document d'enregistrement universel a été déposé le 31 mars 2026 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement.

Le document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

Ce document d'enregistrement universel est une reproduction au format PDF de la version officielle du document d'enregistrement universel établi au format ESEF (European Single Electronic Format) déposée auprès de l'AMF le 31 mars 2026 et disponible sur le site internet de l'AMF (https://www.amf-france.org). Cette reproduction est disponible sur notre site internet (https://www.edf.fr/investisseurs).



Le Groupe, sa stratégie et ses activités

1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires 6

1.2 Présentation du Groupe 10
1.2.1 Organisation du Groupe 10
1.2.2 Histoire du Groupe 12
1.2.3 Faits marquants 14

1.3 Stratégie et objectifs du Groupe 16
1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques 16
1.3.2 Priorités de la stratégie 16

1.4 Description des activités du Groupe 22
1.4.1 Activités de production d'électricité 22
1.4.2 Activités de commercialisation en France 51
1.4.3 Activités d'optimisation en France 56
1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France 58
1.4.5 Activités du Groupe à l'international 69
1.4.6 Services énergétiques et autres activités 86

1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences 92
1.5.1 Programmes de la R&D 92
1.5.2 Politique de propriété intellectuelle 95

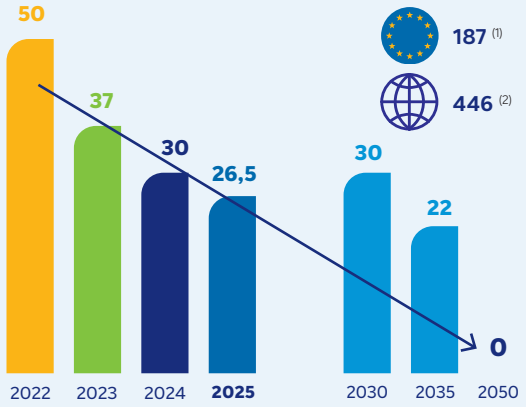
1.1 Chiffres clés et modèle d'affaires

La trajectoire carbone d'EDF

Trajectoire d'intensité carbone

(En gCO_2/kWh)

Environ 7 fois inférieure à la moyenne européenne et plus de 17 fois inférieure à la moyenne mondiale

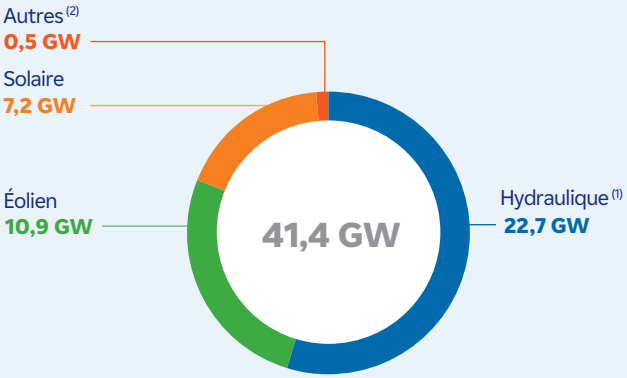


(1) Valeur 2024, EU-27, Agence européenne de l'environnement.

(2) Valeur 2024, Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2025.

EDF, leader européen du renouvelable

Capacités renouvelables nettes installées par filière à fin 2025

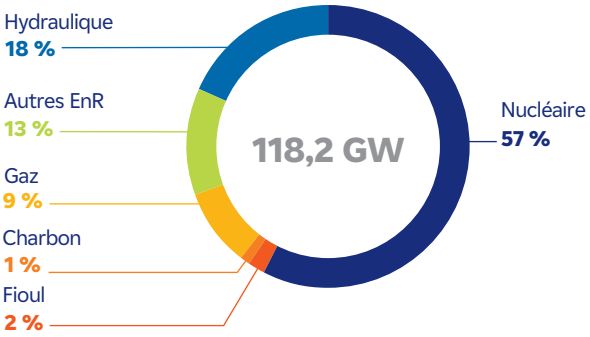


(1) Incluant l'énergie marine pour 0,24 GW.

(2) Biomasse, géothermie.

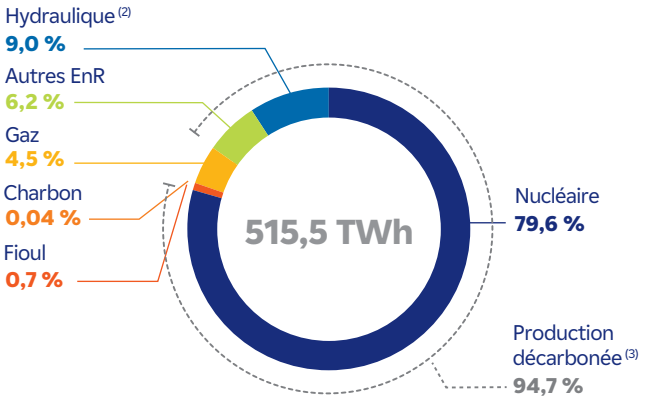
Chiffres clés 2025

Capacités installées (1)



(1) Correspond aux données consolidées.

Production d'électricité (1)

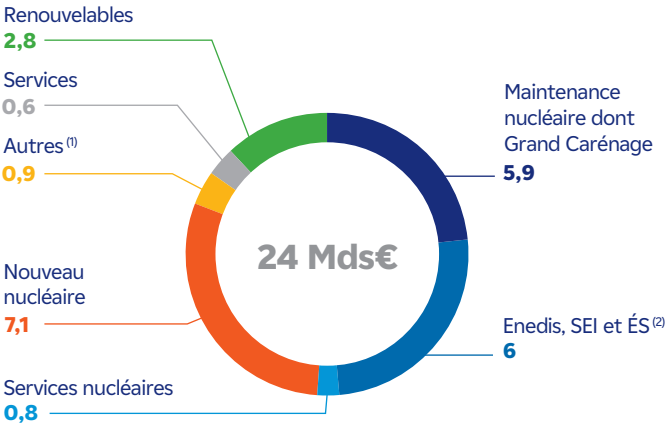


(1) Production des entités consolidées par intégration globale.

(2) Production hydraulique pompage et énergie marine compris.

(3) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.

Investissements nets hors plan de cessions

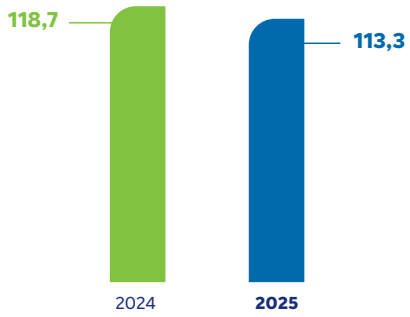


(1) Dont fonctions centrales, immobilier, gaz et fioul.

(2) SEI : Systèmes Énergétiques Insulaires. ÉS : Électricité de Strasbourg.

Chiffre d'affaires

En Mds€



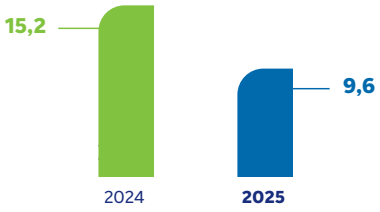
Une performance opérationnelle solide en 2025

9,6 Mds€
Cash-flow opérationnel

51,5 Mds€
Endettement financier net
(- 2,9 Mds€ vs. 2024)

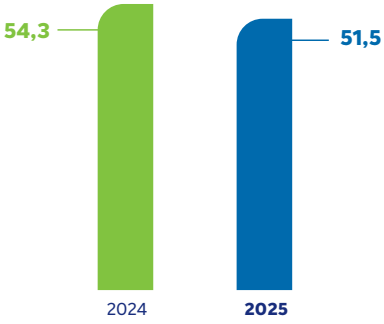
Résultat net courant

En Mds€



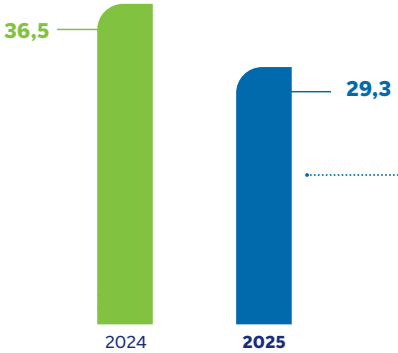
Endettement financier net

En Mds€



EBITDA

En Mds€



- France - Activités de production et commercialisation : **14,6**
- France - Activités régulées [1] : **7,5**
- EDF power solutions [2] : **1,4**
- Dalkia : **0,5**
- Industrie et Services : **0,3**
- Royaume-Uni : **2,3**
- Italie : **1,3**
- Autres : **1,5**

(1) Activités régulées : Enedis, ÉS et activités insulaires ; Enedis, filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.

(2) Ce segment comprend les deux segments EDF Renouvelables et Autre international, voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 4 « Informations sectorielles ».

NB: Chiffres estimés pour les variations d'EBITDA.

Atouts et ressources

Une proximité Clients

- **34,5** millions de clients électricité
- **6,6** millions de clients gaz (1)
- Des marques de **1er** plan : EDF, Edison, Luminus, Dalkia
- **215** millions de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation (2)

Une ambition humaine

- **197 363** collaborateurs (3)
- Près de **8** millions d'heures de formation dispensées, soit **41** h en moyenne par salarié (3)

Un écosystème d'innovation ambitieux

- **2 168** collaborateurs R&D au sein d'EDF SA
- Budget R&D de **806 M€** (3) en 2025
- **811** innovations brevetées dans le portefeuille d'EDF SA et Enedis en 2025

Des actifs industriels majeurs

- **118,2 GW** de capacités de production d'électricité (4)
- Une filière nucléaire intégrée
- La technologie EPR
- Un portefeuille d'environ **95,5 GW** bruts de projets éoliens et solaires (5)
- **1,4** million de km de réseau de distribution (6)
- **45,5** millions de compteurs intelligents installés (3)
- **340** réseaux urbains de chaleur et de froid gérés par Dalkia

Un engagement RSE fort

- Leadership CDP Climate Change : score A
- Impact score : **83/100**
- MSCI : **AA**
- **30,7 Mds€** de financements *Green & sustainable*

(1) Périmètre consolidé. Décompte en points de livraison.
(2) Périmètre EDF SA hors DOM et Corse.
(3) Périmètre Groupe.
(4) Données consolidées au périmètre Groupe.
(5) Périmètre Groupe. Pipeline hors capacités en construction. Depuis 2020, l'intégralité des projets en prospection est intégrée dans le portefeuille.
(6) Réseau de distribution en concession d'Enedis.

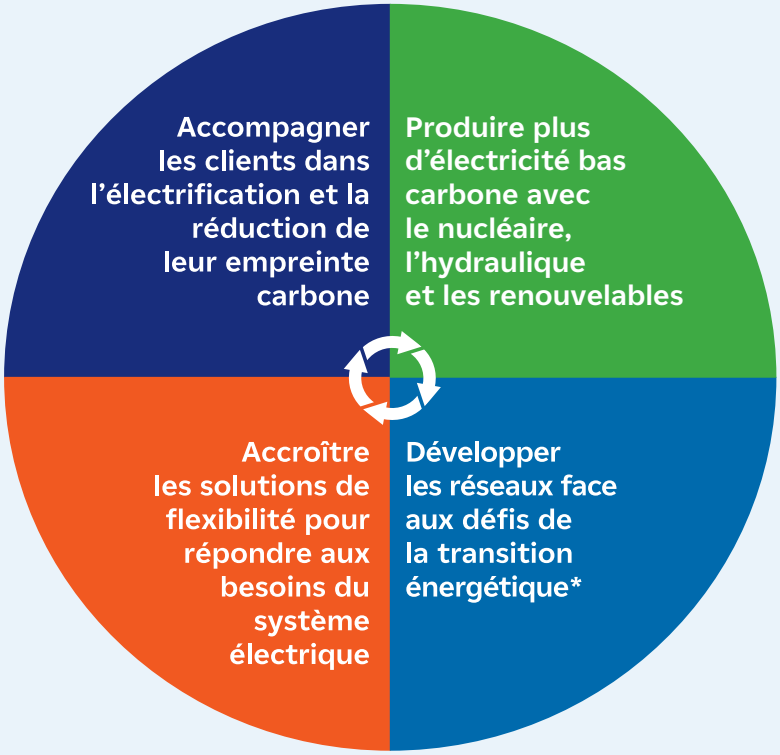
Modèle d'activité

La raison d'être d'EDF

Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.

Ambitions 2035

EDF bâtit le système électrique de demain avec Ambitions 2035.



** Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux sont des opérateurs de réseaux de distribution gérés en toute indépendance.*

La déclinaison des enjeux RSE en 12 engagements

- Une ambition « Zéro émission nette »
- Électrification des usages
- Décarbonation du mix énergétique
- Développement des réseaux et des solutions de flexibilité

- Adaptation
- Nature
- Eau
- Ressources

- Vigilance partagée
- Lutter contre la précarité énergétique
- Promouvoir les droits humains
- Vitalité des territoires

Création de valeur 2025

Pour le climat et l'environnement

- Une ambition **« Zéro émission nette »** à l'horizon 2050
- Une production d'électricité de **515 TWh** à **95 %** bas carbone avec émissions de **26,5 gCO_2/kWh** (1)
- Restauration des écosystèmes : **13 sites** renaturés en 2025
- **90,5 %** des déchets conventionnels du Groupe dirigés vers des filières de valorisation

Pour les clients

- N° 1 de la relation client dans le secteur « Entreprises de Service » (2)
- **15,2 Mt** d'émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants

Pour les partenaires et territoires

- **96 %** des achats d'EDF SA sont commandés sur le territoire national
- **1** emploi direct d'EDF SA génère environ **4,5** emplois en France
- **100 %** des projets font l'objet d'une concertation (3)

Pour les salariés

- Un indice d'engagement salariés de **75 %** (4)
- **28,0 %** de femmes parmi les dirigeants du Groupe (5)
- Santé sécurité : LTIR de **1,6** (6)

Chiffre d'affaires
113,3 Mds€

EBITDA
29,3 Mds€

Résultat net courant
9,6 Mds€

Un partage de la valeur ajoutée avec nos parties prenantes

Fournisseurs
Achats (7)
14 Mds€
Accord mondial RSE groupe EDF

État et territoires
Impôts et taxes (8)
3,4 Mds€

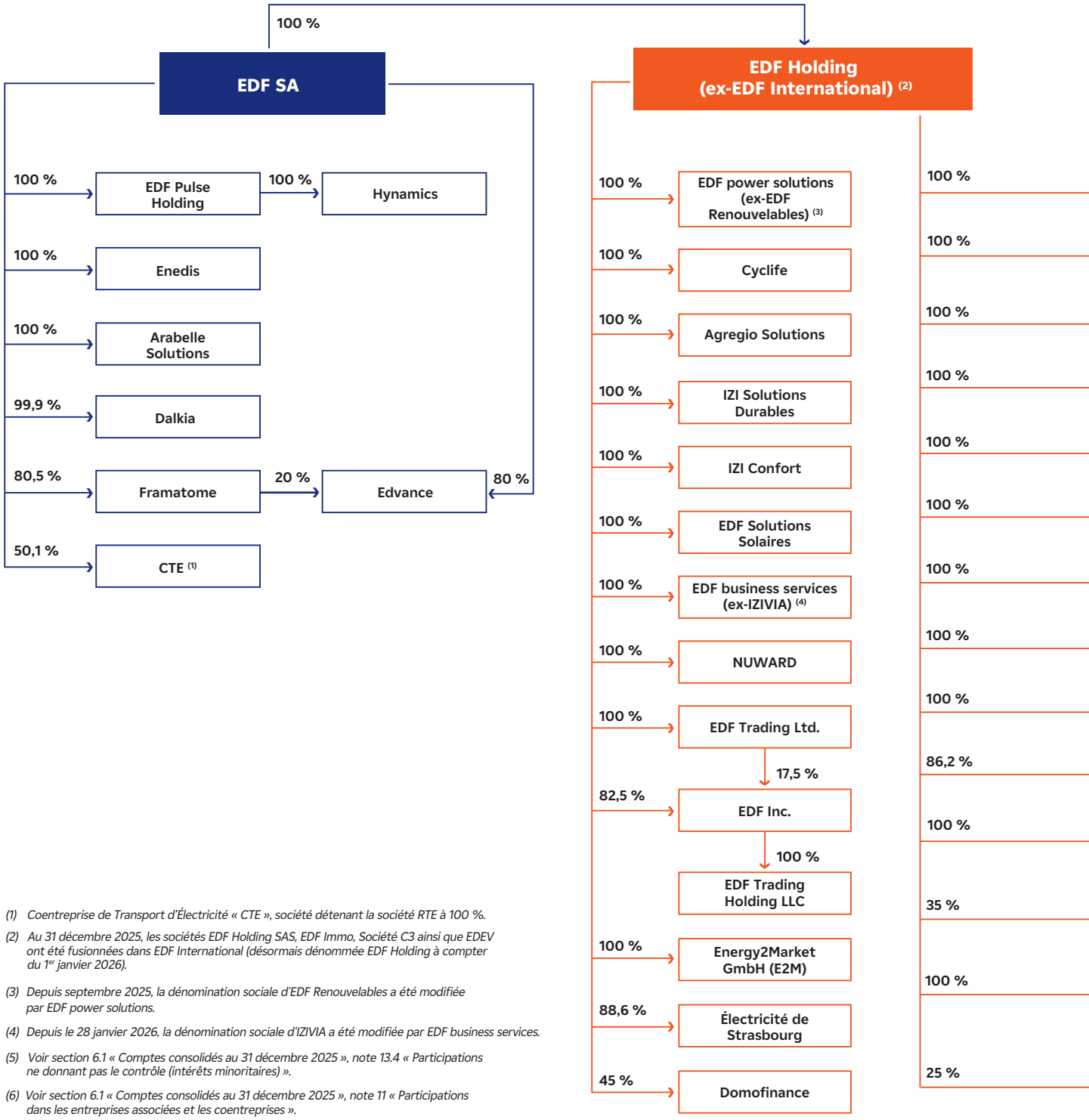
Collaborateurs
Rémunération (9)
18,8 Mds€

(1) Émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur. Périmètre Groupe.
(2) Prix du Podium de la Relation Client BearingPoint - 2025.
(3) Projets de plus de 60 M€ conformes aux principes de l'Équateur - Périmètre Groupe.
(4) Enquête interne MyEDF Group.
(5) Périmètre Groupe.
(6) Lost Time Incident Rate salariés Groupe et prestataires.
(7) Autres consommations externes consolidées.
(8) Impôts et taxes consolidés, hors impôts sur les résultats.
(9) Charges de personnel consolidées (hors production stockée et immobilisée).

1.2 Présentation du Groupe

1.2.1 Organisation du Groupe

Un organigramme simplifié du Groupe au 31 décembre 2025 est présenté ci-dessous. Les pourcentages mentionnés pour chaque entité (filiale ou sous-groupe de filiales) correspondent à la quote-part d'intérêt détenue dans le capital de manière directe ou indirecte. Les valeurs exprimées sont arrondies. Les sociétés ou groupes de sociétés faisant partie du périmètre de consolidation du Groupe sont mentionnés dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 24 « Principales sociétés du périmètre de consolidation au 31 décembre 2025 ». Les évolutions du périmètre 2025 sont commentées dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 3.1 « Évolutions du périmètre de consolidation ».



(1) *Coentreprise de Transport d'Électricité « CTE », société détenant la société RTE à 100 %.*

(2) *Au 31 décembre 2025, les sociétés EDF Holding SAS, EDF Immo, Société C3 ainsi que EDEV ont été fusionnées dans EDF International (désormais dénommée EDF Holding à compter du 1er janvier 2026).*

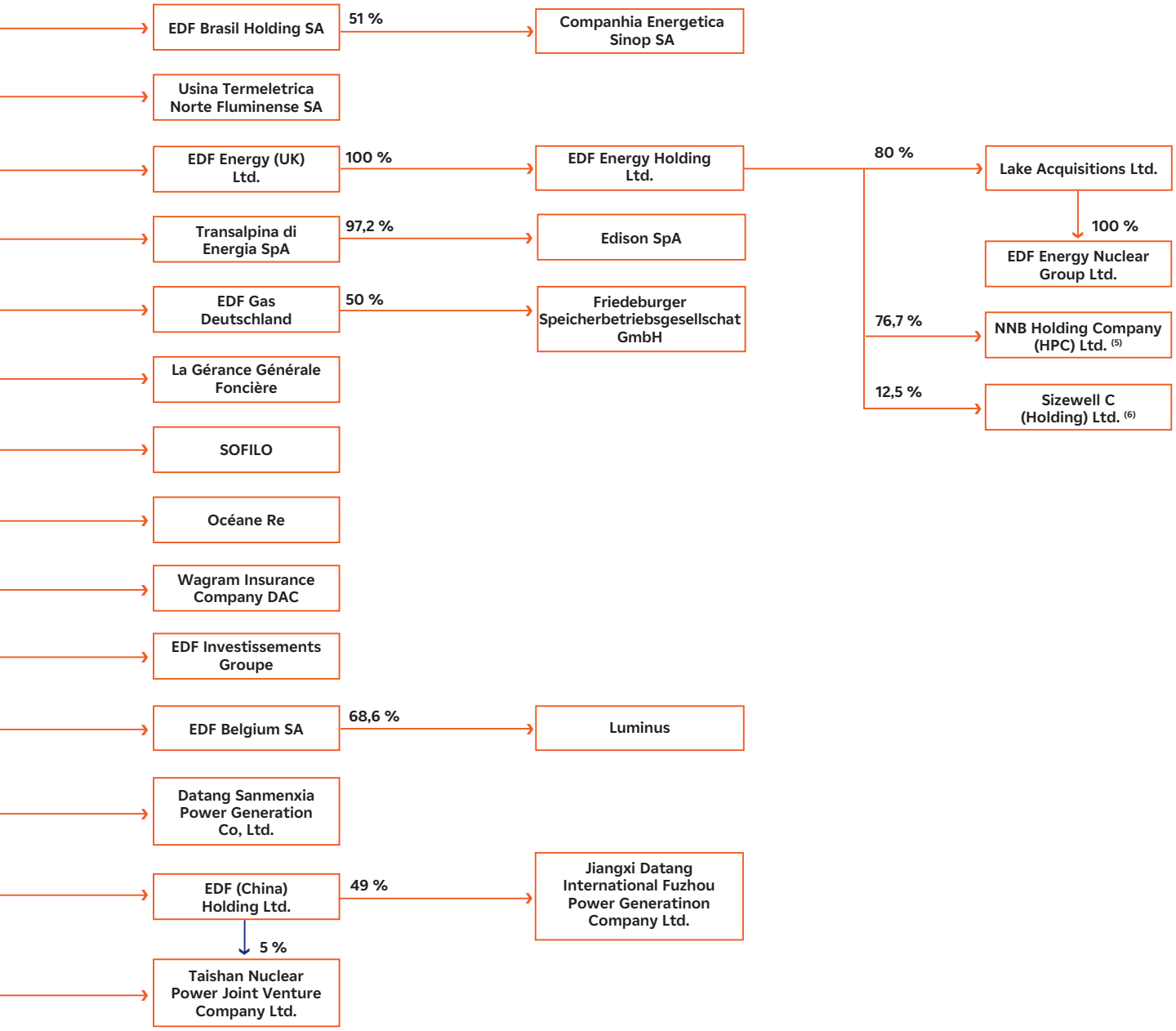
(3) *Depuis septembre 2025, la dénomination sociale d'EDF Renouvelables a été modifiée par EDF power solutions.*

(4) *Depuis le 28 janvier 2026, la dénomination sociale d'IZIVIA a été modifiée par EDF business services.*

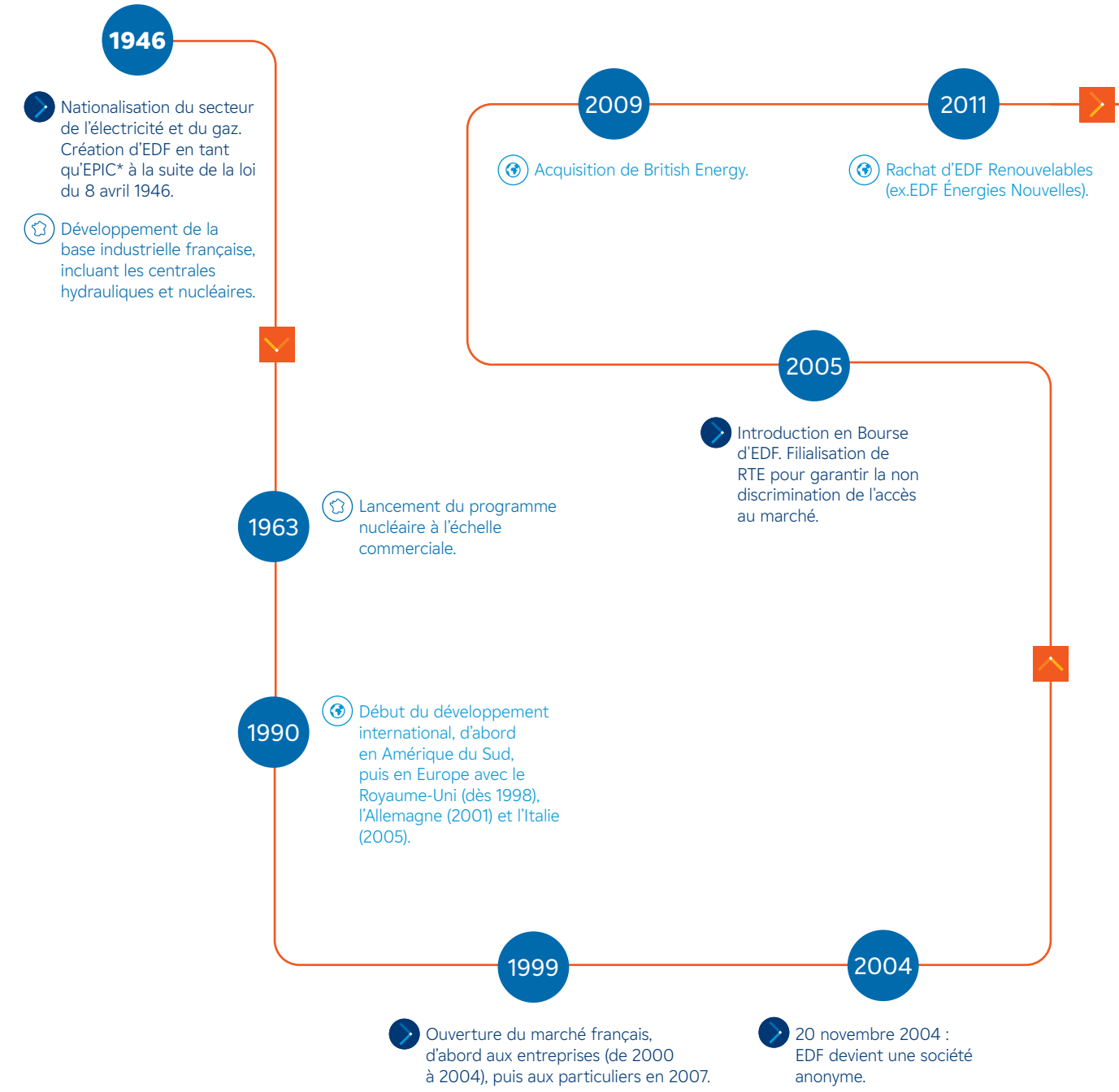
(5) *Voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 13.4 « Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) ».*

(6) *Voir section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 11 « Participations dans les entreprises associées et les coentreprises ».*

1.


EDF Brasil Holding SA
51 %
Companhia Energetica Sinop SA
Usina Termeletrica Norte Fluminense SA
EDF Energy (UK) Ltd.
100 %
EDF Energy Holding Ltd.
80 %
Lake Acquisitions Ltd.
100 %
EDF Energy Nuclear Group Ltd.
Transalpina di Energia SpA
97,2 %
Edison SpA
EDF Gas Deutschland
50 %
Friedeburger Speicherbetriebsgesellschat GmbH
76,7 %
NNB Holding Company (HPC) Ltd. (5)
La Gérance Générale Foncière
12,5 %
Sizewell C (Holding) Ltd. (6)
SOFILO
Océane Re
Wagram Insurance Company DAC
EDF Investissements Groupe
EDF Belgium SA
68,6 %
Luminus
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.
EDF (China) Holding Ltd.
49 %
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generatinon Company Ltd.
5 %
Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd.

1.2.2 Histoire du Groupe



Changements structurels dans le groupe EDF

Développement en France

Développement international

** EPIC : Établissement public industriel et commercial.*

2012

- Prise de contrôle d'Edison.

2014

- Reprise par EDF des activités de Dalkia en France.

2016

- Signature des contrats du projet de construction EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.

2017

- Cession de 49,9 % de RTE à la Caisse des Dépôts et CNP Assurances et augmentation du capital d'environ 4 Mds€.
- Acquisition d'une participation de 75,5 % du capital de Framatome.
- Lancement du plan solaire.

2018

- Mise en service du 1er EPR de Taishan.
- Montée en puissance dans l'éolien *offshore*.
- Lancement du plan stockage et du plan mobilité électrique.

2019

- Succès de la 1ère quatrième visite décennale du parc 900 MW (Tricastin 1).
- Mise en service de la tranche 2 de Taishan.
- Mise en service de la centrale hydroélectrique de Sinop au Brésil.

2020

- Adoption de la raison d'être inscrite dans les statuts d'EDF.
- Mise en service de la nouvelle centrale hydroélectrique de Romanche-Gavet.
- Lancement d'« excell », le plan d'excellence de la filière nucléaire.

2022

- Mise en service du premier parc éolien en mer de France de Saint-Nazaire.
- Lancement du plan hydrogène.

2023

- Acquisition de l'intégralité du capital d'EDF par l'État à la suite du retrait obligatoire des actions et OCEANE.

2024

- Première connexion au réseau de l'EPR de Flamanville 3.

2025

- EPR de Flamanville 3 : 100 % de puissance atteinte.

1.2.3 Faits marquants

EPR de Flamanville 3 : 100 % de puissance atteinte le 14 décembre 2025.

NUCLÉAIRE

- La production nucléaire en France s'établit à 373,0 TWh, en hausse de 11,3 TWh. Elle reflète la bonne disponibilité des réacteurs en fonctionnement, des arrêts de tranche bien maîtrisés et une forte modulation de 33 TWh, incluant les services systèmes et mécanismes d'ajustement.
- Flamanville 3 : le 31 janvier 2025, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) a donné son accord pour le passage à un niveau de puissance supérieur à 25 %. En date du 14 décembre 2025, le réacteur a atteint 100 % de puissance nucléaire [1].

NOUVEAU NUCLÉAIRE

- EPR2 : le devis prévisionnel du programme de construction des 6 EPR2 a été présenté au Conseil d'administration d'EDF le 18 décembre 2025, pour un montant de 72,8 Mds€$_{2020}$ [2].
- Hinkley Point C : la cuve du réacteur de l'unité 2 a été livrée par Framatome et le planning de démarrage de la production de l'unité 1 a fait l'objet d'un ajustement.
- Sizewell C : le projet de construction a obtenu la décision finale d'investissement [3] ainsi que la finalisation du financement. Un paiement a été versé par Sizewell C d'un montant de 1,6 Md£ au bénéfice d'Hinkley Point C au titre du savoir-faire du projet Hinkley Point C et de l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C.

RENOUVELABLES

- La production éolienne et solaire s'établit à 29,2 TWh, en hausse de 2,1 %. Cette augmentation est due notamment aux nouvelles capacités installées malgré des conditions de vent moins favorables.
- Le portefeuille de projets éoliens et solaires a atteint 95,5 GW bruts.

HYDRAULIQUE

- La production hydraulique s'établit à 46,4 TWh, en baisse de 9,1 TWh après des conditions hydrauliques exceptionnelles en 2024 ; cette baisse reste limitée par une disponibilité élevée des installations.

THERMIQUE

- L'arrêt définitif de la centrale thermique de Cordemais est prévu le 31 mars 2027 à la suite de la décision d'abandon du projet de reconversion à la biomasse [4].
- Renouvellement de la concession du réseau de chaleur de Paris : le 17 décembre 2025, le Conseil de Paris a choisi le groupement Dalkia, Eiffage, RATP et Solutions Ville.

CLIENTS ET SERVICES

- Accélération du déploiement de la politique commerciale :
  - 47 TWh par an de contrats moyen et long terme ont été signés à fin 2025 incluant 18 000 contrats de moyen terme et 18 contrats long terme pour les industriels électro-intensifs, dont 12 contrats d'allocation de production d'énergie nucléaire,
  - stabilité du portefeuille de clients dans les pays du G4 (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique),
  - lancement d'un nouvel appel à manifestation d'intérêt pour l'installation d'un centre de données sur un 4e site d'EDF [5].
- Électrification des usages :
  - renforcement de la stabilité du système électrique insulaire : mise en service d'un compensateur synchrone en Guadeloupe, en réponse à l'arrivée massive de renouvelables,
  - plus de 415 000 points de recharge pour véhicules électriques déployés ou gérés.
- Les contrats signés par Dalkia en 2025 représentent 1,4 TWh de chaleur bas carbone par an pour les réseaux urbains (hors Paris).

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 14 décembre 2025 « Point d'actualité sur l'EPR de Flamanville : le réacteur a atteint 100 % de puissance nucléaire ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 décembre 2025 « EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 Md€ ».
(3) Voir le communiqué de presse d'EDF du 8 juillet 2025 « EDF annonce le principe d'un investissement dans le projet Sizewell C en vue de la décision finale d'investissement ».
(4) Voir le communiqué de presse d'EDF du 28 mai 2025 « EDF décide d'arrêter définitivement la centrale thermique de Cordemais et confirme son projet de créer une nouvelle activité sur le site ».
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 3 mars 2025 « EDF lance des appels à manifestation d'intérêt pour l'accueil de nouveaux centres de données en France ».



RÉSEAUX

- Enedis a réalisé près de 11 700 points de livraison alimentant 486 000 points de recharge de véhicules électriques et de 185 000 installations renouvelables (6,6 GW) en 2025.
- Enedis a baissé de près de 10 minutes, à 61,9 minutes, le temps moyen de coupure, hors éléments exceptionnels (Critère B) [1].
- Postérieurement à la tempête Goretti, 90 % des clients ont été rétablis en 36 heures grâce à la mobilisation de près de 1 850 techniciens et salariés d'entreprises partenaires.



FLEXIBILITÉ

- Déploiement des offres de flexibilité :
  - nouvelles heures creuses/heures pleines pour 1,7 million de clients Enedis, avec un objectif de déplacer 5 GW de consommation lorsque la production solaire le permettra d'ici 2027,
  - hausse de 20 % de points de charge pilotables pour la recharge des véhicules électriques,
  - plus de 1,2 million de clients résidentiels en France bénéficient d'une offre de flexibilité.
- Augmentation de la flexibilité dans la production :
  - production record de 6 TWh par les stations hydrauliques de transfert d'énergie par pompage,
  - hausse des capacités de stockage : 1 GW en opération, dont la batterie de 15 MW couplée à la centrale de Blénod et la centrale solaire avec batterie en Guyane, et 2,7 GW en projets.



ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX, SOCIÉTAUX ET DE GOUVERNANCE

- Avec plus de 95 % de production décarbonée, le groupe EDF a une intensité carbone parmi les plus faibles au monde de 26,5 gCO_2/kWh, en baisse de 10,5 % par rapport à 2024.
- À l'été 2025, EDF a remis aux pouvoirs publics français une étude de vulnérabilité au changement climatique de ses activités nucléaires, hydrauliques et insulaires en France. Un premier plan d'adaptation détaillé et chiffré sur le périmètre de ces activités a été remis début 2026, plan qui chiffre à 8,7 Mds€$_{2025}$ les dépenses (CAPEX et OPEX) d'adaptation prévues d'ici 2040.
- Lancement du programme de résilience pour tout le parc de production avec l'adaptation des centrales nucléaires face au changement climatique via la réalisation de travaux pour augmenter la disponibilité et la résilience des infrastructures hydrauliques.
- Renforcement de la politique industrielle au service de la souveraineté par la consolidation de la *supply chain* et des partenariats locaux, la réalisation d'investissements dans l'outil industriel et l'augmentation de puissance de 13 réacteurs de 900 MW entre 2027 et 2035.
- Le Groupe compte 197 363 salariés dans le monde. 14 235 ont été recrutés en CDI en 2025, dont 9 493 en France. En outre, le Groupe a accueilli et accompagné environ 9 750 alternants dans le monde à fin 2025.



FINANCEMENT

- EDF a émis plus de 9 Mds€ d'obligations en 2025 dans différentes devises, dont une émission inaugurale [2] en format Kangourou pour 1 milliard de dollars australiens et dont près de 5 Mds€ de *green bond* dédiés au financement de ses activités bas carbone, comme le nucléaire en France et au Royaume-Uni, les énergies renouvelables, y compris l'hydraulique en France.

(1) Durée moyenne annuelle de coupure des clients BT (hors incidents classés en exceptionnel et hors RTE).
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 21 août 2025 « EDF annonce le succès de son émission inaugurale d'obligations senior « Kangourou » multi-tranches pour un montant nominal de 1 milliard de dollars australiens ».

1.3 Stratégie et objectifs du Groupe

1.3.1 Environnement et enjeux stratégiques

L'électrification, pilier de la compétitivité, de la souveraineté et de la décarbonation

La lutte contre le changement climatique est le défi de notre génération. Alors que la projection des politiques actuelles conduirait à un réchauffement de + 2,5 °C à 2,9 °C en 2100 [1], il est aujourd'hui reconnu que pour limiter ce réchauffement à 1,5 °C et respecter les accords de Paris, il est indispensable d'atteindre la neutralité carbone dans le monde à l'horizon 2050.

En Europe, le *Green Deal* élaboré en 2020 et le paquet Climat « Fit for 55 » proposés par la Commission européenne donnent le cadre des mesures permettant à l'Union européenne d'atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Les programmes de relance qui ont fait suite à la crise sanitaire Covid ont renforcé encore la priorité donnée au climat. Par ailleurs, et dans un contexte de perturbations du marché mondial de l'énergie provoquées par la guerre en Ukraine, le programme « REPowerEU » annoncé en 2022 par la Commission européenne entend répondre aux enjeux complémentaires de résilience, compétitivité et souveraineté de cette transition énergétique.

Parmi les enjeux prioritaires de la nouvelle Commission européenne nommée en 2024, la décarbonation et la compétitivité de l'Union européenne sont réaffirmées avec force. L'électrification des usages énergétiques dans tous les pays figure parmi les principaux leviers pour atteindre les engagements européens de décarbonation, en complément des axes prioritaires de développement des renouvelables et de l'efficacité énergétique. En complément de la cible de - 55 % d'émissions de CO_2 établie pour l'horizon 2030, une cible européenne 2040 de décarbonation à hauteur de - 90 % a été proposée par la Commission ; le processus législatif européen est en cours pour la valider.

En France, l'électricité représente un peu plus de 10 % des émissions de CO_2 (40 % [2] pour le monde). La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 met la réduction des émissions de gaz à effet de serre au centre de la politique énergétique française. L'objectif est « d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six ».

Le groupe EDF agit pour accélérer l'électrification des usages, en substitution des énergies fossiles dans les grands secteurs consommateurs d'énergie (transport, bâtiment, industrie), et en soutien des nouveaux usages électriques (datacenters).

La disponibilité et la compétitivité de l'électricité bas carbone produite par EDF font et feront l'attractivité de la France pour les secteurs consommateurs d'électricité. Elle est un atout pour les industriels sur tous les territoires et donc pour la souveraineté du pays.

L'ambition d'EDF est de réussir la transition énergétique en apportant à ses clients une électricité fiable, abondante, compétitive, souveraine et décarbonée.

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)

Le gouvernement a publié par décret le vendredi 13 février 2026 la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) couvrant les dix prochaines années.

La PPE s'inscrit dans un contexte de surcapacité du système électrique français : la demande demeure 6 à 7 % inférieure à son niveau pré-Covid, en raison notamment d'une électrification encore insuffisante des usages fossiles. Dans le même temps, les capacités de production ont augmenté avec le raccordement en 2025 de près de 7 GW d'énergies renouvelables, dont 5,7 GW de solaire, contribuant à accentuer l'écart entre l'offre et la demande. Dans ce cadre, la PPE vise à concilier les besoins de long terme — dont une hausse structurelle de demande d'électricité estimée à environ + 150 TWh d'ici 2035 principalement en substitution à des usages fossiles — et la situation de court terme, caractérisée par une consommation atone.

La PPE3 fait de l'électrification le levier central de compétitivité, de souveraineté et de décarbonation (en accélérant le basculement des usages fossiles vers l'électricité). Elle intègre des ajustements sur le développement des renouvelables (solaire, éolien en mer et éolien terrestre) compte tenu du retard pris dans l'électrification des usages.

Le groupe s'engage pleinement dans cette PPE3 :

- sur l'électrification des usages avec tous les métiers de l'aval qui sont déjà mobilisés avec l'objectif de contribuer à faire émerger 150 TWh de demande d'électricité supplémentaire en 2035 par rapport à 2023, principalement en substitution des énergies carbonées ; et
- sur la production bas carbone avec le programme de construction EPR2, la prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs, la relance des investissements dans l'hydraulique tout en assurant le maintien des compétences dans les renouvelables. Cette trajectoire globale doit permettre de sécuriser un mix électrique compétitif, fiable, souverain et bas-carbone.

1.3.2 Priorités de la stratégie

La raison d'être d'EDF est de « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ». Elle a été inscrite dans les statuts de l'entreprise à l'issue de l'Assemblée générale des actionnaires du 7 mai 2020 et se déploie dans la stratégie du Groupe.

EDF est aujourd'hui le premier producteur d'électricité au monde sans émissions directes de CO_2 [3]. Pour chaque kWh produit, EDF émet environ sept fois moins de CO_2 que la moyenne des *utilities* européennes en 2024 (187 gCO_2/kWh [4]) et dix-sept fois moins que la moyenne mondiale en 2024 (446 gCO_2/kWh [5]) et se fixe des objectifs de réduction d'émissions encore plus ambitieux : ainsi en 2030, EDF aura réduit de 70 % ses émissions directes par rapport à 2017 ; en 2035, la baisse de ses émissions directes sera portée à 80 %. L'intensité carbone de l'électricité produite par le Groupe serait **de 30 gCO_2/kWh en 2030 et baisserait à 22 gCO_2/kWh en 2035**. Et EDF s'engage à réduire ses émissions indirectes de 35 % en 2030 par rapport à 2019 et 45 % sur l'horizon 2035 (voir la section 3.2.2.1.2.2.1 « Réduction des émissions indirectes ».

La priorité d'EDF est de fournir une électricité fiable, compétitive, souveraine et bas carbone, en s'appuyant sur une sûreté-sécurité-santé de référence, une expertise renforcée et un focus sur le *lead time*

La priorité n° 1 : Sûreté, Sécurité, Santé - une exigence stratégique au cœur de notre performance durable

La sûreté, la sécurité et la santé constituent la priorité n° 1 du Groupe. Cette priorité n'est pas seulement un principe : c'est le fondement même de la responsabilité industrielle, sociale et sociétale du Groupe. Elle guide l'ensemble des décisions, des organisations et des actes au quotidien.

(1) 2,5 °C d'après le scénario STEPS (scénario des politiques déclarées) de l'Agence internationale de l'énergie - *World Energy Outlook* 2025 (Perspectives énergétiques mondiales) : le scénario CPS (scénario des politiques en vigueur) de l'AIE anticipe un réchauffement de 2,9 °C en 2100 et des températures qui continuent d'augmenter au-delà.
(2) Ministère de la Transition énergétique, chiffres clés du climat, édition 2025.
(3) Enerdata, *World ranking of zero direct CO_2 emissions power producers* (2024, TWh), power-producers-ranking.enerdata.net
(4) EEA Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe 2025.
(5) Valeur 2024, Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook* 2025.

Pour renforcer la cohérence stratégique et l'efficacité opérationnelle, il est créé une structure unique, porteuse d'une vision globale intégrée, tout en respectant les spécificités indispensables à chacun des trois domaines portés par trois unités existantes aujourd'hui, sûreté nucléaire, sûreté hydraulique, prévention sécurité santé. Rattachée au Président-Directeur Général, cette structure nouvelle permet de conjuguer l'exigence de cohérence au niveau stratégique avec la pertinence et la réactivité opérationnelles sur le terrain.

L'ambition est d'illustrer, de manière visible et tangible, l'importance capitale accordée à l'application stricte des règles vitales, ainsi qu'à la protection et à la santé de toutes celles et ceux qui œuvrent au sein du Groupe et de ses filiales, en France comme à l'international — qu'ils travaillent en production, en ingénierie ou dans les fonctions d'appui. L'objectif est l'éradication des accidents graves ou mortels et l'atteinte du zéro blessé.

Cette ambition exprime aussi l'attachement indéfectible de la Direction au respect le plus élevé des exigences de sûreté applicables à nos systèmes industriels de production nucléaires, hydrauliques, éoliens et photovoltaïques et des réseaux associés.

L'ensemble de ces domaines relève pleinement de la compétence et de la capacité d'arbitrage des *leaders* du Groupe. La légitimité à diriger (license to lead) exige de chacun d'eux une exemplarité constante dans l'exercice des responsabilités qui lui sont confiées, ainsi qu'une maîtrise sans compromis des risques, des règles et des comportements qui conditionnent la sécurité et la santé du personnel, la sûreté des installations, ainsi que la confiance de l'ensemble des parties prenantes.

EDF acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique

Le groupe EDF, en tant qu'opérateur et fournisseur responsable, assume sa place d'acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique. De la construction et l'exploitation de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, des solutions de flexibilité décarbonées et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation d'énergie et des services associés, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et se développe à l'international.

EDF accompagne ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone en leur fournissant des conseils en efficacité et en sobriété énergétique et en leur proposant des solutions de décarbonation. Parmi ces solutions figure l'électrification de leurs usages (véhicules électriques, processus industriels électrifiés, chaleur décarbonée, hydrogène bas carbone...) grâce à une électricité disponible, compétitive, souveraine et bas carbone qui prend progressivement le relais des énergies fossiles. En France, cela se traduit par exemple par l'ambition de ***contribuer à faire émerger 150 TWh de demande d'électricité supplémentaire en 2035 par rapport à 2023, principalement en substitution des énergies carbonées.***

Pour fournir ses clients, EDF répond à la demande croissante en électricité bas carbone en accélérant la cadence et en maitrisant ses grands projets industriels. En France, EDF poursuit l'exploitation du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance tout en étendant sa durée d'exploitation et travaille aux conditions permettant le lancement du programme de construction de 6 EPR2 et de 8 réacteurs additionnels. Reconnu pour son savoir-faire, EDF s'engage dans le développement de projets nucléaires au-delà de la France (chantier Hinkley Point C et projet Sizewell C au Royaume-Uni, dialogue nourri avec des perspectives concrètes à moyen terme pour EDF et la filière française aux Pays-Bas, en Pologne, en Slovénie et en Suède,...). EDF poursuit les développements dans l'hydroélectricité et continue le développement des autres énergies renouvelables.

Combiné à la hausse des volumes d'électricité injectés et des nouveaux usages, le développement des énergies renouvelables variables constitue un défi d'ampleur pour le système électrique : en tant qu'opérateur responsable, le groupe EDF développe et renforce les solutions de flexibilité contribuant à l'équilibre offre-demande du système sur tous les horizons de temps. EDF s'attache à mobiliser un bouquet de solutions pour répondre à ces besoins, afin d'adapter la consommation et la production de manière plus dynamique et réactive.

Les réseaux électriques jouent un rôle majeur dans la réussite de la transition énergétique. Dans le système électrique, ils permettent de transporter et de distribuer l'électricité produite jusqu'aux consommateurs finaux. Pour répondre à la demande électrique croissante, les gestionnaires de réseau rythment la mise en œuvre de la transition énergétique en raccordant chaque jour davantage de nouveaux producteurs d'EnR ou de nouveaux utilisateurs de solutions électriques. En complément, ces opérateurs de distribution modernisent les réseaux en les rendant plus agiles et plus résilients et en digitalisant le pilotage de ces infrastructures clés pour le quotidien des citoyens.

L'énergie a un rôle clé à jouer dans l'effort de réindustrialisation en Europe, car elle est l'un des déterminants de la compétitivité industrielle. La France dispose d'une électricité décarbonée à 95 % [1] grâce au nucléaire, à l'hydraulique et aux renouvelables. Elle est fiable, avec des mécanismes qui garantissent à chaque instant la sécurité d'approvisionnement. L'électricité est compétitive en France, y compris par rapport aux grandes régions du monde qui se réindustrialisent [2].

L'électrification du mix énergétique français contribue aussi directement à la souveraineté de l'économie du pays :

- électrifier les usages et faire reposer notre mix énergétique davantage sur l'électricité permet de limiter la dépendance de la France aux importations d'énergie fossile (60 % [3] de l'énergie consommée en France aujourd'hui), qui coûtent très cher (150 Mds€ [4] en 2022 au plus fort de la crise, et 53 Mds€ [1] encore en 2025) ;
- le secteur électrique est pourvoyeur d'emplois qualifiés, durables et non délocalisables ; en France, la filière électrique compte 600 000 emplois et 200 000 emplois supplémentaires d'ici 2030 ;
- faire reposer son système énergétique sur l'électricité, c'est se donner les moyens de maîtriser les expertises et les technologies critiques. Le secteur électrique est un des secteurs industriels où la France et l'Europe ont les moyens de leur souveraineté industrielle.

L'électrification des usages est le moyen le plus efficace pour réduire les émissions CO_2, mais aussi pour renforcer le pouvoir d'achat, l'économie locale et la souveraineté énergétique.

L'ambition du groupe EDF est de réussir la transition énergétique en apportant à ses clients une électricité fiable, abondante, compétitive, bas carbone et souveraine.

L'empreinte internationale du Groupe est créatrice de valeur et contribue à la réussite de la France

Le périmètre cœur de développement du Groupe en Europe est le « G4 » qui regroupe la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni. Dans ces pays, EDF est présente en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité mais aussi avec un portefeuille de clients significatif dans chaque géographie. Forte de son ancrage dans les territoires, EDF y développe une gamme d'offres de fourniture et de solutions et services destinés à la décarbonation de ses clients, adaptée aux choix locaux de politique énergétique.

Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe de manière ciblée, en s'engageant dans des projets créateurs de valeur sur des marchés en croissance, en exportant ses savoir-faire reconnus dans des pays en quête de solutions concrètes pour réussir la transition énergétique. Dans cette optique, le Groupe vise des modèles d'affaires favorisant la déconsolidation tout en préservant un rôle industriel permettant de capitaliser sur l'expérience du Groupe et de donner confiance aux partenaires financiers ou institutionnels. EDF peut ainsi se confronter aux meilleures pratiques avec des partenaires de premier plan dans des marchés compétitifs mais également développer de nouvelles compétences industrielles et accélérer sa capacité à innover, tant du point de vue technologique que contractuel.

(1) RTE, Bilan électrique 2025.
(2) Fin 2025, le prix de gros de l'électricité en France pour une livraison l'année prochaine en 2026 (Cal+1) s'établissait à 50 €/MWh.
(3) Ministères Aménagement du territoire Transition écologique, Les chiffres clés de l'énergie, Édition 2025.
(4) *The Shift Project*, La décarbonation, condition indispensable à la souveraineté de la France et de l'Europe.

Post ARENH : déploiement de la politique commerciale en France et mise en place du Versement nucléaire universel (VNU)

Politique commerciale

EDF poursuit avec succès le déploiement de sa politique commerciale telle que proposée dans le cadre de l'accord du 14 novembre 2023 conclu avec l'État.

La nouvelle organisation de marché vise à développer les produits de moyen et long terme afin d'offrir aux consommateurs un plus grand choix de contrats leur permettant de se protéger de la volatilité des prix de marchés de court terme et d'encourager les investissements dans la production bas carbone.

Sur l'horizon de marché moyen terme, EDF propose à tous les acteurs de marchés, aux enchères, des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans, permettant à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats à ces horizons.

Pour couvrir le large spectre des besoins des différents consommateurs du marché d'affaires, EDF a décliné différentes offres de fourniture jusqu'à 5 ans, qu'elles soient standardisées ou sur mesure, à prix fixe ou indexé sur les prix SPOT ou à terme.

EDF est également mobilisé pour développer des produits de long terme visant à accompagner les acteurs de marché dans leurs démarches.

Pour les clients les plus électro-intensifs souhaitant se projeter sur des horizons de 10 ans et plus, des contrats d'approvisionnement de long terme ont été conclus par l'entité de commercialisation d'EDF.

Par ailleurs, des contrats de partenariats adossés au parc nucléaire historique avec partage des coûts et des risques associés, ont été élaborés par l'entité d'optimisation (DOAAT) d'EDF (« contrats d'allocation de production nucléaire » – CAPN et « contrats nucléaires standards » – CNS) et proposés aux entreprises électro-intensives.

Comme annoncé le 13 novembre 2025, EDF va proposer, via une souscription, la contractualisation des contrats d'allocation de production nucléaire pour une livraison physique à compter du 1er janvier 2027 pour une durée de 10 ou 15 ans, à un panel d'acteurs élargi (les consommateurs dont les besoins annuels dépassent 7 GWh, les fournisseurs et producteurs disposant d'une capacité d'enlèvement physique de l'électricité en France). Dans ce cadre, EDF proposera un volume total de 1 800 MW d'électricité (environ 10,6 TWh par an). EDF entend ainsi contribuer à l'électrification et à la compétitivité de l'économie en diversifiant et en adaptant son offre aux besoins de ses partenaires, tout en leur donnant une visibilité à long terme. La livraison de l'électricité se fera exclusivement en France, l'acheteur étant responsable de l'éventuel acheminement hors du territoire national.

Au global, le rythme des signatures de ces contrats de moyen et long terme s'est accéléré au cours de l'année 2025, en nombre comme en volume. À fin 2025, EDF a conclu 18 000 nouveaux contrats, équivalents à 47 TWh de consommation annuelle : 31 TWh/an de contrats de moyen terme et 16 TWh de contrats de long terme.

Versement nucléaire universel (VNU)

Afin d'assurer une protection complémentaire aux clients en cas de prix élevés, le nouveau cadre, tel qu'il est désormais défini par l'article 17 de la loi de finances 2025, prévoit également le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils de taxation et d'écrêtement ont été fixés aux niveaux respectifs de 78 €/MWh et de 110 €/MWh par un arrêté ministériel en date du 11 février 2026. L'article L. 322-77 du CIBS (Code des impositions sur les biens et services) prévoit que les tarifs de taxation et d'écrêtement sont fixés avant le début de chaque période pour une période de trois ans, sauf modification au cours de cette dernière selon des conditions déterminées par le décret simple n° 2026-75 du 11 février 2026 relatif à la taxe sur l'utilisation de combustible nucléaire pour la production d'électricité. EDF restera vigilante au respect de l'esprit de l'accord de novembre 2023, et de la préservation d'une situation financière permettant la réalisation des investissements nécessaires à la transition énergétique.

Dans ce contexte notre stratégie « Ambitions 2035 », déclinée en quatre axes stratégiques, se poursuit. Pour accélérer sa mise en œuvre, les valeurs du Groupe ont évolué : la sûreté et sécurité, le professionnalisme, la performance, l'ouverture ainsi que l'engagement sont désormais le socle commun à toutes les entités du Groupe.

EDF bâtit le système électrique de demain avec Ambitions 2035



** Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux sont des opérateurs de réseaux de distribution gérés en toute indépendance.*

Accompagner les clients dans l'électrification et la réduction de leur empreinte carbone

Les particuliers, les entreprises, les collectivités locales souhaitent de plus en plus changer leur façon de s'éclairer, de se chauffer, de produire, de consommer, de se déplacer. Chacun veut devenir acteur de sa transition énergétique tout en maîtrisant son pouvoir d'achat et sa compétitivité.

En France et en Europe, l'électricité est le premier levier de la décarbonation de l'économie. L'électrification est un vecteur d'efficacité énergétique (pour un usage donné, l'électricité rend le même service en consommant moins d'énergie) et de décarbonation (on sait la produire sans émettre de CO_2 grâce au nucléaire et aux renouvelables et elle peut remplacer les hydrocarbures dans nombre d'usages). Le bouquet de solutions de décarbonation est complété par la chaleur bas carbone dans les réseaux de chaleur et de froid et les gaz décarbonés comme la production d'hydrogène électrolytique bas carbone.

Pour atteindre l'objectif de la neutralité carbone à l'horizon 2050, le rythme de l'électrification doit s'accélérer.

EDF s'est fixé l'ambition d'accompagner ses clients dans la réduction de leur empreinte carbone. Le Groupe développe une gamme d'offres pour aider ses clients particuliers, entreprises et collectivités locales, à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations) et les incite à consommer de manière plus sobre.

Au périmètre du « G4 » (France, Belgique, Italie et Royaume-Uni), le groupe EDF poursuit le développement d'offres et de services pour l'électrification de leurs usages avec pour ambition ***d'atteindre 1,5 contrat par client d'ici 2035.*** Il s'appuie sur une relation client de référence et une large gamme d'offres et de solutions, notamment dans la performance énergétique durable sur les marchés résidentiels et d'affaires.

Accessibles et innovantes, ces solutions de décarbonation s'appliquent aux usages dans les secteurs les plus émetteurs de CO_2 :

Dans le bâtiment

En France, EDF accompagne de longue date les constructeurs, les promoteurs et les bailleurs sociaux dans la mise en œuvre de solutions énergétiques performantes et bas carbone. EDF propose une gamme de solutions destinées au bâtiment neuf qui favorisent la décarbonation, depuis la conception du bâtiment jusqu'à sa livraison, et s'appuie sur l'expertise de ses filiales pour la réalisation des travaux. IZI by EDF développe ses activités sur les travaux de rénovation intérieure et extérieure vers les particuliers et les petits professionnels : vente de tout type de pompe à chaleur, travaux d'isolation… IZI confort vend, installe et réalise la maintenance des pompes à chaleur et des chaudières. Dalkia propose des contrats de performance énergétique dans les bâtiments tertiaires et industriels ainsi que des solutions à base de pompes à chaleur. En complément, des solutions digitales sont proposées aux occupants des bâtiments pour suivre, optimiser et piloter leurs consommations énergétiques et leur empreinte carbone, comme par exemple le pilotage intelligent du bâtiment (PIB) ou la plate-forme intégrée de pilotage à distance de l'efficacité énergétique Dalkia Energy Savings Center (DESC), qui optimise l'exploitation des installations en France. Edison, Luminus et EDF Energy se sont également lancés dans une trajectoire ambitieuse de développement des ventes et des installations des pompes à chaleur respectivement en Italie, Belgique et Royaume-Uni.

Dans les transports

Pour accélérer la mobilité électrique, le groupe EDF s'est fixé l'ambition d'être le 1er fournisseur d'électricité du segment des propriétaires de véhicules électriques au périmètre du « G4 ». Le groupe EDF couvre l'ensemble des segments du véhicule léger (charge à domicile, charge au travail et charge publique) via ses entités et filiales IZI by EDF, EDF business services (ex-IZIVIA) [1], Pod Point Group Holdings Ltd (« Pod »), Luminus, Edison.

En France, EDF business services (ex-IZIVIA) est un acteur majeur sur l'installation et l'exploitation des points de charge ouverts au public en voirie et au sein des entreprises. IZI by EDF est l'un des principaux installateurs de points de charge chez les particuliers et les petits professionnels. Au Royaume-Uni, Pod est un leader du marché de l'installation sur le segment des clients particuliers.

Dans l'industrie

C'est en électrifiant les processus industriels, en substituant des énergies bas carbone (hydrogène produit par électrolyse, biomasse) aux énergies fossiles, en réduisant les consommations et en récupérant la chaleur fatale que les industriels peuvent réduire leurs émissions de CO_2.

Le groupe EDF développe des solutions de décarbonation, d'électrification des processus industriels, de récupération de chaleur fatale et de production de chaleur renouvelable à travers Dalkia. En complément, EDF contribue à la décarbonation de l'industrie en proposant des solutions de production d'hydrogène électrolytique décarboné. Il met l'expertise de sa R&D au profit de ses clients industriels pour les accompagner dans l'évolution de leurs outils de production (fours et chaudières électriques…).

Une offre au service de la décarbonation

En 2035, 8 à 9 millions d'offres et de services de décarbonation seront déployées auprès des clients en portefeuille du groupe EDF dans le G4.

Ces solutions visent ainsi à permettre au groupe EDF d'éviter l'émission ***de plus 45 millions de tonnes de CO_2 par an d'ici 2035*** [2] chez ses clients du G4.

Datacenters et numérique

Le 3 mars 2025, EDF a lancé deux premiers appels à manifestation d'intérêt (AMI) auprès des entreprises du numérique afin de leur proposer un accès à trois sites fonciers prêts à accueillir de nouveaux datacenters.

Les sites identifiés sont situés à proximité d'un poste haute tension (400 kV ou 225 kV). Ils représentent une surface totale d'environ 110 hectares et offrent une capacité électrique cumulée d'environ 1 GW.

Le groupe EDF a désigné 2 entreprises françaises comme enchérisseurs préférés et pour poursuivre vers la signature de promesses à bail, dans l'objectif de conclure des baux à construction :

- OpCore (filiale du Groupe Iliad et du fonds d'investissement InfraVia) pour l'AMI de Montereau-Vallée-de-la-Seine en Seine-et-Marne (communes de Vernou-La-Celle-sur-Seine et La Grande Paroisse) ;
- et Eclairion pour l'AMI de La Maxe et Richemont en Moselle.

Le 22 décembre 2025, EDF a lancé un nouvel appel à manifestation d'intérêt (AMI) sur le site d'une ancienne centrale thermique dans la commune Loire-sur-Rhône pour accueillir un centre de données de grande puissance.

EDF poursuit l'identification d'espaces fonciers avec pour objectif de retenir d'autres sites supplémentaires qui feront l'objet de nouveaux AMI.

Avec ces AMI, EDF entend favoriser l'implantation de datacenters en France tout en accompagnant leur transition vers une consommation énergétique décarbonée. Cette démarche s'inscrit dans un contexte marqué par l'essor rapide et massif de l'intelligence artificielle, qui entraîne des besoins croissants en infrastructures d'hébergement de données.

EDF met ainsi en visibilité les atouts que la France offre pour l'installation des centres de données et notamment l'accès à une électricité bas carbone, disponible à tout moment, à des prix compétitifs.

Produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire, l'hydraulique et les renouvelables

En France continentale, l'électricité produite par EDF [3] est bas carbone à 99 % [4] grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables ; EDF joue ainsi un rôle moteur dans l'atteinte de l'objectif de neutralité CO_2 à horizon 2050.

Son action, en France et sur toutes les géographies pertinentes, vise à renforcer la performance du parc nucléaire existant, à développer le nouveau nucléaire et à accélérer le développement des énergies renouvelables.

- **L'ambition de production bas carbone du groupe EDF se fonde sur la performance de la filière nucléaire et vise les plus hauts niveaux de production nucléaire en cohérence avec les meilleurs standards internationaux**, en garantissant sûreté, maîtrise industrielle, compétitivité, protection de l'environnement, optimisation de l'exploitation des parcs nucléaires en France et au Royaume-Uni. La démarche de *lead time* [5] est en cours de déploiement.

(1) Depuis le 28 janvier 2026, la dénomination sociale « IZIVIA » a été remplacée par « EDF business services ».
(2) Calcul des émissions évitées par les produits/services suivants, vendus par EDF, Dalkia, Luminus, EDF UK, 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. Cet 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 amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie visant à rester en ligne avec les pratiques externes. Concernant la méthodologie associée à cet indicateur, voir la section 3.2.2.1.3.3 « Émissions évitées ».
(3) Périmètre d'EDF SA, hors SEI.
(4) EDF, Résultats annuels 2025.
(5) Le *lead time*, c'est le temps d'un cycle, c'est-à-dire le temps de réalisation d'une opération ou d'un processus fonctionnel. Les progrès de *lead time* sont à la source de gains importants en temps mais aussi en coût.

Parc nucléaire existant

EDF dispose d'un parc de production nucléaire unique au monde. Le « **Grand Carénage** » du parc existant en France est un enjeu industriel majeur. Les investissements associés doivent permettre la poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 40 ans en garantissant sûreté nucléaire, performance et protection de l'environnement. L'ambition d'EDF est de retrouver les meilleurs niveaux de performance opérationnelle de production du parc existant et d'être en ***capacité de produire 400 TWh d'électricité d'origine nucléaire en France d'ici 2030 dans un contexte d'adaptation face au changement climatique, en optimisant les temps d'arrêts dans une logique de lead time***. Les études sont engagées pour poursuivre l'exploitation du parc existant au-delà de 60 ans (instruction sous le contrôle de l'ASNR), dans les meilleures conditions de sûreté, tout en prenant en compte le retour d'expérience international, pour les réacteurs de même conception que ceux du parc français.

Le nucléaire, dont l'exploitation n'émet pas de CO_2 [(1)] et produit en base tout en offrant de forts leviers de pilotage et de flexibilité pour s'adapter à la consommation d'électricité, est un atout essentiel pour disposer d'un mix électrique décarboné à l'horizon 2050.

Concernant l'EPR de Flamanville 3, connecté au réseau électrique national pour la première fois le 21 décembre 2024, les essais de démarrage se sont poursuivis en 2025. Début juin, les équipes ont réalisé des essais à 60 % de puissance, permettant de valider le comportement du réacteur dans des conditions proches de celles en exploitation industrielle. Le 19 juin, le réacteur a été mis à l'arrêt dans le cadre du programme d'essais, et cet arrêt s'est prolongé afin de réaliser une intervention sur les soupapes du circuit primaire principal. Le 15 octobre 2025, Flamanville 3 a été reconnectée au réseau électrique national, permettant au programme d'essais de démarrage de reprendre à 60 % de puissance, et d'amener le réacteur à 80 % puis à 100 % de sa puissance nominale respectivement le 12 novembre et le 14 décembre 2025.

Parc nucléaire existant au Royaume-Uni

Fin 2024, le groupe EDF a confirmé le prolongement de la durée de vie de ses quatre centrales nucléaires de type AGR (Advanced Gas-cooled Reactors, réacteurs avancés refroidis au gaz) : Heysham 2, Torness, Heysham 1 et Hartlepool. En septembre 2025, il a été annoncé l'extension supplémentaire de la durée de vie des centrales Hartlepool et Heysham 1 d'un an jusqu'à mars 2028. Les dates de fin d'exploitation sont visées à mars 2030 pour Heysham 2 et Torness. Ce prolongement renforce la sécurité d'approvisionnement électrique du pays et contribue à garantir une électricité à la fois compétitive et décarbonée pour les consommateurs.

Parc nucléaire existant à l'international

À l'international, deux réacteurs EPR sont en exploitation à Taishan en Chine, dans lesquels EDF a une participation, et un à Olkiluoto en Finlande.

Nouveau Nucléaire France (NNF)

En France, après les annonces du Président de la République en février 2022 à Belfort sur le lancement du programme de construction de 6 réacteurs nucléaires en France, EDF, aux côtés de la filière nucléaire, se prépare à la réalisation de ce programme et effectue des études pour 8 réacteurs additionnels. EDF est engagé dans la maîtrise des délais et des coûts du programme de relance du nucléaire : EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025 le devis prévisionnel du programme de construction des 6 EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 Mds€$_{2020}$ et a été audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN).

Concernant le programme NNF, la phase de concertation et de dialogue avec les parties prenantes suit son cours :

- le débat public relatif au projet d'une première paire de réacteurs EPR2 sur le site normand de Penly s'est tenu du 27 octobre 2022 au 27 février 2023. Il a permis d'informer et de débattre sur ce projet et a donné lieu à un compte-rendu de la CPDP (Commission particulière du débat public) et à un bilan de la présidente de la CNDP (Commission nationale du débat public), tous deux rendus publics le 26 avril 2023. La décision de maître d'ouvrage d'EDF, tenant compte de ces différents éléments, a été prise le 28 juin 2023. Une concertation continue est en cours depuis juin 2023 ;
- le débat public relatif au projet d'une deuxième paire de réacteurs EPR2 sur le site de Gravelines a débuté le 17 septembre 2024 et s'est terminé le 17 janvier 2025. La CNDP a publié ses conclusions du débat le 18 mars 2025 qui ont ensuite été analysées par EDF et prises en compte dans sa décision de maître d'ouvrage datant du 20 mai 2025. Une concertation continue est en cours depuis septembre 2025 ;
- le débat public relatif au projet de construction d'une troisième paire de réacteurs nucléaires de production d'électricité de type EPR2 à proximité du site du Bugey a débuté le 28 janvier 2025 et s'est terminé le 15 mai 2025. La CNDP a publié ses conclusions du débat le 15 juillet 2025 qui ont ensuite été analysées par EDF et prises en compte dans sa décision de maître d'ouvrage datant du 25 septembre 2025. Une concertation continue est en cours depuis septembre 2025.

Compte tenu de son coût et de sa durée, le programme EPR2 ne peut être engagé par EDF sans des mesures de soutien public. En 2025 puis en mars 2026, le Conseil de politique nucléaire s'est réuni et a réaffirmé le caractère stratégique de la construction de 6 réacteurs EPR2. Il a stabilisé les grands principes du schéma de financement et de régulation du programme basé sur un prêt de l'État bonifié couvrant 60 % des coûts de construction et un contrat pour différence sur la production nucléaire ainsi qu'un partage des risques entre l'État et EDF. Cette aide d'État a été notifiée par les autorités françaises à la Commission européenne le 19 novembre 2025, et la Commission européenne a adopté le 31 mars 2026 la décision d'ouverture de la procédure formelle d'examen [(2)].

EDF poursuit la mise en œuvre d'une stratégie innovante sur le cycle combustible

Concernant le financement de l'aval du futur, le Conseil de politique nucléaire du 12 mars 2026 a en outre validé le principe d'un financement de ce programme principalement porté par EDF, en tant que client futur de ces installations, et d'une gouvernance pilotée par Orano, associant EDF, le CEA et les services de l'État.

NUWARD

EDF et sa filiale NUWARD visent à développer un *Small Modular Reactor* (SMR) de génération 3 pour fournir de l'électricité et de la chaleur décarbonées, renforçant son rôle dans la transition énergétique, à partir de 2030. En 2024, EDF a décidé de faire évoluer le design de son SMR en le basant sur des briques technologiques éprouvées exclusivement pour offrir un réacteur à eau pressurisé, sûr, compétitif et adapté aux besoins du marché français et international dans la décennie 2030. Lancé début 2025, le développement du *conceptual design* est prévu jusqu'à mi-2026.

Nouveau Nucléaire au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF poursuit les travaux de construction des réacteurs d'Hinkley Point C et accroît les cadences industrielles.

EDF a annoncé en novembre 2025 que le financement du projet Sizewell C a été finalisé (Financial close). EDF prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 1,1 Md£ et détient une participation de 12,5 % dans le projet.

(1) Aucune émission directe et émission ACV (analyse du cycle de vie) qu'il est possible d'estimer à 4 gCO_2/kWh.
(2) Voir le communique de presse de la Commission européenne du 31 mars 2026.

Cyclife

EDF se prépare également aux reconversions de sites liées aux arrêts de l'exploitation des centrales en fin de vie. EDF, via Cyclife, poursuit le développement de ses activités dans la déconstruction d'actifs de production nucléaire avec une logique d'économie circulaire incarnée par le traitement-recyclage de la majeure partie des déchets.

L'ambition de production bas carbone pour le groupe EDF se fonde sur le développement rentable des énergies renouvelables.

Le groupe EDF développe les énergies renouvelables électriques dans toutes les technologies (hydraulique, solaire, éolien terrestre, éolien en mer...). Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur majeur des énergies renouvelables et ambitionne de poursuivre leur développement.

En moyenne sur la période 2024-2035, le Groupe soutiendra les compétences EnR en développant jusqu'à 6 GW bruts d'EnR/an.

Le groupe EDF cherche à diversifier les technologies (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque et hydraulique) et leur répartition géographique. EDF investit régulièrement dans les installations hydrauliques pour allier performances économique, énergétique et environnementale, et propose des solutions renforçant le productible hydraulique.

La priorité du Groupe est de mener à bien les projets renouvelables, en priorité l'hydraulique en France et de poursuivre le développement des renouvelables avec un modèle d'affaires moins consommateur en capitaux et une sélectivité accrue des investissements.

Hydraulique en France

La relance du développement de l'hydroélectricité en France est indispensable pour atteindre les objectifs de la transition énergétique. Face aux précontentieux opposant la France et la Commission européenne depuis plusieurs années, plusieurs solutions juridiques possibles ont été explorées. L'Assemblée nationale et le Sénat ont notamment étudié le sujet à travers des missions d'information transpartisanes. L'ensemble des parties ont convergé vers la solution de passage du régime concessif à un régime d'autorisation, qui est la plus robuste juridiquement mais aussi sur les plans énergétique, industriel, politique et social.

Les discussions entre l'État et la Commission européenne ont abouti à un accord de principe sur la base de cette solution, assorti de contreparties (6 GW de capacités hydroélectriques « virtuelles » devront être mis à disposition de tiers par EDF. Cette mise en vente s'effectuera via des enchères concurrentielles, sous contrôle de la CRE). Une proposition de loi est ainsi en cours d'examen, portée par les députés Marie-Noëlle Battistel et Philippe Bolo. Son adoption est nécessaire pour finaliser le processus de passage en autorisation et solder les précontentieux. Un tel cadre offrirait la stabilité nécessaire à la relance des investissements et à la modernisation des infrastructures hydroélectriques, tout en assurant la continuité d'exploitation des ouvrages. EDF a en effet d'ores et déjà identifié 2 GW de développement possible à horizon 2035 (dont 1,5 GW en STEP), et 2 GW au-delà, soit une augmentation de 20 % de sa puissance hydroélectrique installée.

Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

Le rôle des réseaux dans la transition énergétique est clé.

Sous l'effet de l'hypothèse de la hausse durable de la demande d'électricité et d'un accroissement de la part des énergies renouvelables dans le système électrique, les gestionnaires de réseaux doivent réussir la trajectoire ambitieuse de développement des raccordements portée par la PPE en France. Les réseaux doivent s'adapter à une variabilité croissante des systèmes électriques et par conséquent être en capacité d'absorber des injections massives d'énergies intermittentes (solaire, éolien) tout en assurant à tout moment l'équilibre offre-demande.

Le groupe EDF porte en son sein les activités réseaux de distribution, en France, via Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux, gestionnaires du réseau de distribution d'électricité, gérés de façon indépendante d'EDF, et via SEI. À l'international, sa filiale EDF International Network exporte ses savoir-faire et ses compétences dans le domaine des réseaux.

Pour réussir la transition énergétique dans leurs territoires respectifs, ces gestionnaires de réseaux doivent transformer les réseaux qu'ils opèrent afin (i) de réaliser la trajectoire exponentielle de raccordements proposée par la PPE pour répondre à la demande des producteurs (parcs éoliens, centrales solaires, panneaux photovoltaïques en toitures, stockage stationnaire ou équivalent) et des consommateurs (bâtiments, IRVE – Infrastructures de recharge des véhicules électriques, autoconsommateurs), (ii) d'accélérer leur transition numérique dans l'exploitation des réseaux pour renforcer la maintenance prédictive et réparer au plus vite et (iii) de renouveler et renforcer les réseaux existants pour faire face aux besoins croissants d'électricité.

La part de l'électricité dans le mix énergétique des Français devenant majoritaire d'ici 2050, les réseaux doivent être encore plus résilients aux aléas pour garantir l'accès à l'électricité. Sur le périmètre de distribution d'Enedis [1], ***90 % des clients seront réalimentés en moins de 48 heures en cas d'aléa climatique hors exceptionnel*** [2].

En complément, les compteurs communicants déployés par les gestionnaires de réseaux permettent aux gestionnaires d'électricité d'accompagner leurs clients pour mieux comprendre leurs besoins et répondre aux demandes des fournisseurs dans toutes leurs actions d'incitation à plus de sobriété, de pilotage des usages et de flexibilité.

En France, Enedis [3] porte au cœur de ses préoccupations l'enjeu de la fiabilité des réseaux et assure une électricité disponible à 99,9 % en France [4]. Maintenir ce niveau de disponibilité sur l'horizon 2035/2040 est un défi industriel et humain considérable.

Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Le pilotage du système électrique requiert des besoins accrus de flexibilité, pour gérer les variations induites par les énergies intermittentes, sur tous les horizons de temps.

En réponse à ces besoins croissants d'équilibrage, EDF développe un bouquet de solutions pour répondre à ces exigences sur les différents horizons temporels. D'ici 2035, le groupe EDF **aura développé + 15-18 GW de flexibilité à l'amont (moyens de stockage et thermique décarboné) et + 8-10 GW de flexibilité à l'aval par rapport à 2023**.

Ces flexibilités se concrétiseront par exemple à l'amont par la poursuite du développement de l'hydroélectricité, par des centrales thermiques décarbonées (grâce aux bioénergies, au développement de technologies de captation et de stockage du carbone) et par le maintien de la capacité de modulation des centrales nucléaires existantes et à venir.

EDF poursuivra le développement des moyens de stockage, à travers les stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique (STEP) en particulier en France et via des batteries stationnaires (connectées aux réseaux de transport/distribution, ou bien installées chez les clients).

À l'aval, EDF s'attache à développer et valoriser la capacité de ses clients à moduler leurs consommations. EDF valorise en particulier les **flexibilités disponibles sur les batteries des véhicules électriques** au travers de solutions de pilotage de la recharge et des services de *smart charging* V1G (pilotage unidirectionnel) ou en développant un pilote industriel [5] V2G (pilotage bidirectionnel) pour récupérer l'énergie électrique de la batterie lorsque le véhicule n'est pas utilisé. En France, ces offres sont commercialisées par EDF business services (ex-IZIVIA), IZI by EDF en association avec Dreev (*joint-venture* entre EDF et NUVVE) à travers des solutions de *smart charging* locales (à l'échelle des sites) et globales (à l'échelle du système électrique). En Belgique, Luminus a lancé une offre de pilotage de la recharge à destination de ses clients particuliers et au Royaume-Uni, Pod valorise la flexibilité de ses clients. En France, Agregio Solutions valorise également pour les entreprises des flexibilités liées aux consommations, à la production décentralisée et aux actifs de stockage.

(1) Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, géré de façon indépendante d'EDF.
(2) Un des 8 engagements du Plan industriel et humain d'Enedis : www.enedis.fr/nous-connaitre/notre-projet-dentreprise
(3) Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, géré de façon indépendante d'EDF.
(4) www.enedis.fr/nouvelle-france-electrique-horizon-2027-et-2032-enedis-publie-le-document-preliminaire-un-futur
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 10 octobre 2024 « Sept nouveaux partenaires rejoignent le projet EVVE, aux côtés d'EDF et de Dreev, pour accélérer le déploiement de la recharge bidirectionnelle des véhicules électriques en Europe ».

L'innovation

L'innovation est une composante essentielle du chemin à parcourir pour aider ses clients dans leur transition, compte tenu de la vitesse à laquelle progressent aujourd'hui les technologies, des renouvelables au stockage, en passant par les véhicules électriques, l'hydrogène, le pilotage des usages ou les développements digitaux.

En s'appuyant sur ses propres efforts de R&D et sur son écosystème d'innovation rassemblé autour d'EDF Pulse, le groupe EDF soutient les innovations permettant d'accélérer la transition énergétique, en accompagnant autant que possible le tissu industriel français.

Le groupe EDF investit massivement dans la transition énergétique

En 2024, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone (95 % en 2023) [1].

Le Groupe poursuit la revue régulière de son portefeuille d'actifs.

1.4 Description des activités du Groupe

1.4.1 Activités de production d'électricité

Dans un contexte où les usages de l'électricité sont appelés à augmenter, le Groupe dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde, parmi les moins émetteurs de CO_2, grâce à la part du nucléaire et des énergies renouvelables dans son mix énergétique. Le Groupe ambitionne de maintenir l'activité de production de son parc nucléaire, de verdir sa production thermique et de poursuivre le développement des énergies renouvelables, en France et dans le monde. Le Groupe prépare également le nucléaire de demain avec l'EPR2 et le développement des SMR (Small Modular Reactors).

515,5 TWh	118,2 GW	41,4 GW	95 %
de production d'électricité	de capacité installée consolidée dans le monde	de capacité renouvelable nette	de production bas carbone*

* *Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.*

Les atouts du parc de production

Le parc de production du Groupe possède des atouts significatifs :

- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille aval d'EDF (clients finaux, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas ;
- un parc nucléaire de 57 réacteurs en France [2] et de 9 réacteurs en exploitation au Royaume-Uni ;
- la construction de réacteurs de type EPR dans le monde ;
- une maîtrise de l'ensemble du cycle de vie des moyens de production nucléaire (conception, exploitation et déconstruction) ;
- la mise en œuvre d'actions visant à améliorer les performances techniques des centrales et à en poursuivre l'exploitation ;
- un parc produisant à 95 % sans émission de CO_2 [3] grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique ;
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

Composition et caractéristiques du parc d'EDF en France continentale

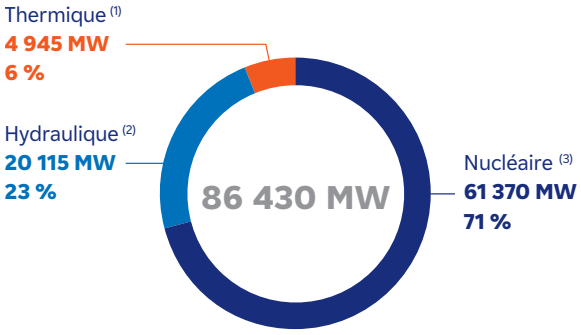
Avec une puissance installée totale de 86,4 GW en France continentale [4] au 31 décembre 2025, la production du parc d'EDF en France continentale a été de 419 TWh [5] en 2025. Ce parc se compose principalement au 31 décembre 2025 de :

- 57 réacteurs nucléaires de type réacteur à eau pressurisée (REP). Leur puissance électrique varie de 900 MW à 1 620 MW, avec une moyenne d'âge de 40 ans (hors Flamanville 3). Voir également la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » ;
- 19 tranches thermiques en fonctionnement. Voir la section 1.4.1.2 « Production thermique en France continentale » ;
- 424 centrales hydroélectriques, ayant une moyenne d'âge de 80 ans [6]. Voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France » ;
- d'autres centrales hydroélectriques détenues par des filiales du Groupe : ÉS, groupe SHEMA, CERGA et RKI (sur le Rhin, détenues à 50/50 avec l'énergéticien allemand EnBW) et les entités franco-suisses de Chatelôt et Émosson.

(1) Voir la section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique » et la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19.4 « Investissements bas carbone ».
(2) Après l'arrêt définitif des deux réacteurs de Fessenheim et le raccordement au réseau électrique du réacteur de Flamanville 3.
(3) Émissions directes de CO_2, liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles.
(4) EDF hors Corse et Outre-mer.
(5) Consommation du pompage hydraulique comprise.
(6) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021 ; pas de nouvelles installations mises en service ni de déclassement en 2025.

Capacité installée et production d'EDF SA en France continentale – 2025

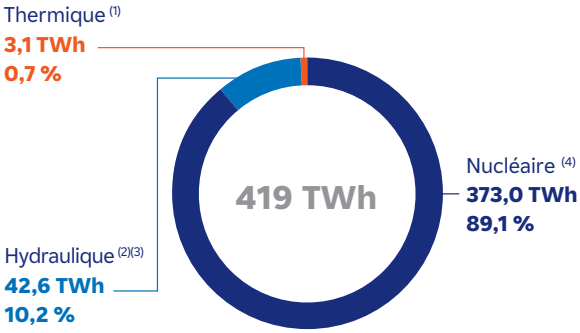
Capacité installée



Exprimé en Mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 778,2 MW en 2025.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2025, y compris énergie marine : 240 MW.
(3) Hors Flamanville 3 (1 620 MW).

Production d'électricité



(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,3 TWh en 2025.
(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1,1 TWh en 2025.
(3) Production pompage compris.
(4) Y compris Flamanville 3 (2,2 TWh).
NB : les valeurs sont arrondies.

1.4.1.1 Production nucléaire d'électricité

1.4.1.1.1 Organisation et gouvernance nucléaire

Le groupe EDF est appelé à jouer un rôle majeur dans la relance du programme nucléaire. Une nouvelle organisation des activités nucléaires a été mise en place de façon effective le 1er janvier 2026. Cette évolution vise à regrouper les savoir-faire et les compétences par grands métiers, à industrialiser les méthodes pour améliorer la performance et à renforcer la transversalité au sein de l'entreprise. Les activités nucléaires sont désormais organisées autour de cinq directions et un pôle :

- la Direction maîtrise d'ouvrage nouveau nucléaire, qui assure le pilotage stratégique des programmes nouveau nucléaire ;
- la Direction projets et partenariats industriels, qui assure la maîtrise d'œuvre des projets nouveau nucléaire ;
- la Direction de l'ingénierie nucléaire, qui assure des missions d'ingénierie transverses au service du parc existant et des projets nouveau nucléaire ;
- le développement nucléaire international, l'autorité technique et produits ainsi que la planification demeurent au sein de la Direction stratégie, technologies, innovation et développement ;
- la Direction Production Nucléaire et Thermique (DPNT) assure pour la France l'exploitation, la maintenance et le démantèlement des parcs nucléaire et thermique existants et des nouveaux projets mis en service. Elle continue de déployer, notamment, les programmes Grand Carénage et START (1) ;
- le pôle « Industrie et Services » pilote les activités opérationnelles de conception et études, fabrication et services industriels pour la chaudière nucléaire, le combustible, le contrôle-commande (Framatome) et les turbines (Arabelle Solutions).

1.4.1.1.2 Production nucléaire d'électricité en France

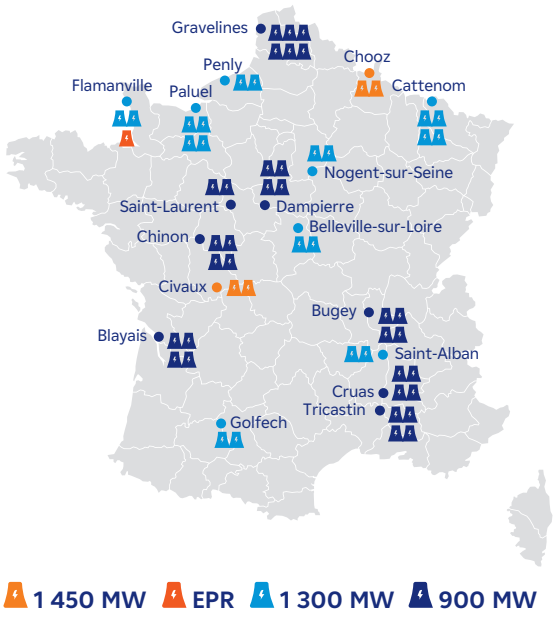
La production d'électricité réalisée en France par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires en 2025 représente 89,1 % de sa production totale d'électricité (2).

1.4.1.1.2.1 Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation

EDF décline son parc de réacteurs REP en exploitation selon quatre niveaux (ou « paliers ») de puissance électrique disponible. Le parc nucléaire en France est composé de 57 réacteurs (3) en fonctionnement, réparties sur 19 sites, propriétés d'EDF. Il représente une puissance totale autorisée de 62 990 MW au 31 décembre 2025. Avec un âge moyen d'environ 40 ans (hors Flamanville 3), il se situe dans la moyenne des parcs nucléaires installés dans le monde.

Palier	Nombre de tranches en exploitation	Puissance totale	Âge moyen
900 MW	32	29 010 MW	43
1 300 MW	20	26 370 MW	37
N4 - 1 450 MW	4	5 990 MW	25
EPR	1	1 620 MW (1)	n.a.
TOTAL	**57**	**62 990 MW**	**40**

(1) La puissance définitive sera issue des essais de démarrage.



(1) Programme de transformation lancé en 2021, centré sur la reconquête de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche, engagé dans une seconde phase en 2026 (« Start Saison 2 »).
(2) EDF SA en France continentale, pompage hydroélectrique compris.
(3) Incluant l'EPR de Flamanville 3.

Les dates de mise en service et de dernière visite décennale (la date de couplage VD est retenue) des réacteurs **à fin décembre 2025** sont les suivantes :

Réacteurs	Année de mise en service industriel	Année de la dernière visite décennale	Prochaine visite décennale
Bugey 2	1979	2021	VD5
Bugey 3	1979	2023	VD5
Bugey 4	1979	2021	VD5
Bugey 5	1980	2022	VD5
Dampierre 1	1980	2022	VD5
Gravelines 1	1980	2022	VD5
Gravelines 2	1980	2024	VD5
Tricastin 1	1980	2019	VD5
Tricastin 2	1980	2021	VD5
Dampierre 2	1981	2022	VD5
Dampierre 3	1981	2024	VD5
Dampierre 4	1981	2024	VD5
Tricastin 3	1981	2022	VD5
Tricastin 4	1981	2024	VD5
Gravelines 3	1981	2022	VD5
Gravelines 4	1981	2024	VD5
Blayais 1	1981	2021	VD5
Blayais 2	1983	2024	VD5
Blayais 3	1983	2024	VD5
Blayais 4	1983	2025	VD5
Saint-Laurent 1	1983	2025	VD5
Saint-Laurent 2	1983	2023	VD5
Chinon B1	1984	2024	VD5
Cruas 1	1984	2025	VD5
Chinon B2	1984	2016	VD4
Cruas 2	1984	2018	VD4
Cruas 3	1984	2025	VD5
Gravelines 5	1985	2017	VD4
Gravelines 6	1985	2018	VD4
Cruas 4	1985	2016	VD4
Paluel 1	1985	2016	VD4
Paluel 2	1985	2018	VD4
Paluel 3	1986	2017	VD4
Paluel 4	1986	2019	VD4
Saint-Alban 1	1986	2017	VD4
Flamanville 1	1986	2019	VD4
Saint-Alban 2	1987	2018	VD4
Flamanville 2	1987	2020	VD4
Cattenom 1	1987	2016	VD4
Chinon B3	1987	2020	VD4
Chinon B4	1988	2021	VD4
Cattenom 2	1988	2018	VD4
Nogent 1	1988	2019	VD4
Belleville 1	1988	2021	VD4
Belleville 2	1989	2019	VD4
Nogent 2	1989	2020	VD4
Penly 1	1990	2023	VD4
Cattenom 3	1991	2021	VD4
Golfech 1	1991	2024	VD4
Cattenom 4	1992	2024	VD4
Penly 2	1992	2025	VD4
Golfech 2	1994	2014	VD3 en cours
Chooz B1	2000	2020	VD3
Chooz B2	2000	2019	VD3
Civaux 1	2002	2021	VD3
Civaux 2	2002	2022	VD3
Flamanville 3	Courant 2026	-	VD1

À fin 2025 :

- **pour le palier 900 MW**, 25 réacteurs sur 32 ont terminé leur 4e visite décennale. Les VD4 de Cruas 3, Saint-Laurent 1, Blayais 4 et Cruas 1 se sont terminées en 2025 ;
- **pour le palier 1 300 MW**, 19 réacteurs sur 20 ont terminé leur 3e visite décennale (dont Penly 2 en 2025). La VD3 de Golfech 2 est en cours de réalisation ;
- **pour le palier N4**, les 4 réacteurs ont terminé leur 2e visite décennale ;
- **pour Flamanville 3**, le réacteur a été couplé au réseau électrique national le 21 décembre 2024. Après ce premier couplage, conformément à la procédure de démarrage, les phases d'essais et de connexion et de déconnexion au réseau électrique se sont poursuivies au cours de l'année 2025 et le réacteur a atteint sa pleine puissance le 14 décembre après avoir obtenu l'autorisation de l'ASNR de dépasser le palier des 80 % le 12 décembre 2025. Le Groupe a fixé la date de début de la visite complète (VC1) de l'installation au 26 septembre 2026 pour une durée prévisionnelle de 350 jours.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux INB (Installations nucléaires de base)

La création d'une INB est autorisée, au terme d'une procédure définie par le Code de l'environnement, par un décret du Premier ministre, pris après avis de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) et sur rapport du ministre chargé de la sûreté nucléaire. L'autorisation de mise en service est quant à elle délivrée par l'ASNR, au terme d'une procédure également définie par le Code de l'environnement. La réglementation générale applicable aux INB accorde notamment la priorité à la protection de la sécurité, la santé et la salubrité publiques et la protection de la nature et de l'environnement (dits « intérêts protégés »). La loi n° 2023-491 du 22 juin 2023 a modifié certaines dispositions du Code de l'environnement afin de permettre l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles INB à proximité de sites nucléaires existants et au fonctionnement des installations existantes.

Les contrats d'allocation de production

EDF a développé, dans les années 1970-1980, une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des réacteurs du parc nucléaire français d'EDF.

Le principe des contrats d'allocation de production est de réserver aux cocontractants une quote-part de la puissance des réacteurs concernés en contrepartie du règlement de cette même quote-part des coûts fixes des réacteurs (coûts de construction, coûts annuels d'exploitation, coûts liés à sa déconstruction, taxes locales et spécifiques au nucléaire, etc.) et de leur vendre la même quote-part de l'énergie produite par ces réacteurs au coût variable combustible (incluant les coûts amont et aval du combustible) pendant toute leur durée de fonctionnement.

Au 31 décembre 2025, EDF compte dans son parc 10 réacteurs nucléaires concernés par ce type de contrat (à hauteur de 1 GW) avec les énergéticiens européens suivants :

- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [1] (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel [2] (12,5 %) ;
- Chooz B1-B2 : Luminus, filiale d'EDF en Belgique (3,3 %).

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production adossé à un parc de centrales (pour un total de l'ordre de 2 GW). Si la durée du contrat et la contribution aux coûts fixes restent liées à des réacteurs du parc bien identifiés, le volume d'énergie vendu au coût variable du combustible est, en revanche, déterminé par le niveau de la disponibilité d'un parc de centrales de référence plus large, appliqué à la part de puissance réservée aux cocontractants sur les réacteurs concernés. Ces contrats concernent principalement les réacteurs suivants :

- Chooz B1-B2 (tête de série N4) : Electrabel (21,7 %) ;
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

Dans ces deux types de contrats, les cocontractants ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc. Ils assument les risques liés à l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

L'exploitation du parc nucléaire

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement lié au combustible, est faible. Il représente en effet moins de 30 % des coûts d'exploitation [3]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes et des charges de maintenance sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire dans sa phase d'exploitation. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont décrits à la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

Cycle de production et arrêts programmés

EDF doit concilier les enjeux liés à la saisonnalité importante de la consommation en France, du fait de sa forte thermo-sensibilité, avec la disponibilité des ressources de maintenance et l'utilisation efficiente du combustible en réacteur.

Ainsi, EDF a retenu pour son parc des cycles de production de 12 et 18 mois dont la répartition était la suivante à fin 2025 :

Palier	Nombre de réacteurs	Durée du cycle de production
900 MW	28	environ 12 mois
900 MW*	4	
1 300 MW	20	environ 18 mois
1 450 MW (N4)	4	
EPR	1	environ 20 mois

* *Les 4 réacteurs de la centrale du Bugey.*

Chaque cycle de production est composé d'une période en fonctionnement du réacteur, puis d'une période d'arrêt, au cours de laquelle une fraction du combustible est remplacée. Une alternance entre deux types d'arrêts programmés est organisée à l'issue de chaque cycle de fonctionnement :

- l'arrêt pour simple rechargement (ASR) d'une durée normative d'environ 40 jours. La principale opération réalisée est le déchargement du combustible usé et le rechargement du combustible neuf. Certains tests et quelques opérations de maintenance sont également réalisés ;
- la visite partielle (VP), d'une durée normative [4] d'environ 85 jours, consacrée au déchargement/rechargement du combustible et à la maintenance.

Tous les dix ans, chaque réacteur est arrêté afin d'effectuer une visite décennale (VD) et fait l'objet d'un réexamen [5]. Ce réexamen doit permettre d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts mentionnés à l'article L. 593-1, en tenant compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances, dont celles sur le changement climatique et ses effets, et des règles applicables aux installations similaires. Cette appréciation des risques tient compte des conséquences du changement climatique sur les agressions externes à prendre en considération dans le cadre de celle-ci. La visite décennale a une durée de l'ordre de 180 jours [6] en moyenne. Elle varie en fonction du programme de travaux et de maintenance ainsi que du palier concerné.

Le programme d'une visite décennale comprend :

- des opérations de déchargement et rechargement du combustible, comme à chaque arrêt ;
- une épreuve hydraulique du circuit primaire, une épreuve d'étanchéité de l'enceinte et des travaux d'inspection de la cuve du réacteur ;
- des travaux de modifications liés aux réexamens périodiques ;
- d'autres opérations de maintenance spécifiques, notamment la rénovation ou le remplacement de gros composants.

À l'issue de chaque visite décennale (VD), il revient à l'ASNR de donner son accord sur le redémarrage du réacteur pour le cycle à venir et de prendre position sur la poursuite du fonctionnement pour 10 ans supplémentaires en émettant éventuellement des prescriptions techniques.

S'agissant de Flamanville 3, la production prévue lors du cycle à partir de la première divergence est d'environ 14 TWh. Après ce premier cycle de production, le réacteur réalisera sa première visite complète « VC1 ».

(1) Groupe Axpo.
(2) Groupe Engie.
(3) Les coûts d'exploitation se définissent de la façon suivante : coûts du combustible (y compris charges de l'aval du cycle du combustible), dépenses de fonctionnement (achats et services extérieurs, personnel) et dépenses de maintenance (charges et investissements). Ils ne comprennent ni les investissements liés à la construction, ni les charges de déconstruction.
(4) Les durées normatives constituent des durées de référence optimisées et réalistes par type d'arrêt. Elles intègrent le retour d'expérience des arrêts passés. Les durées programmées des arrêts varient autour de ces durées de référence en fonction du programme de travaux à réaliser.
(5) En conformité avec l'article L. 593-18 du Code de l'environnement.
(6) Durée « normale » excluant les cas particuliers ou extrêmes.

Cadre réglementaire

L'Autorité de sûreté nucléaire devenue l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR)

Depuis l'entrée en vigueur au 1er janvier 2025 de la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 [1], les activités de l'ASN et de l'IRSN ont été regroupées au sein d'une nouvelle autorité, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). L'ASNR est une autorité administrative indépendante qui participe au contrôle de la sûreté nucléaire, de la radioprotection en France et à l'information du public dans ces domaines.

Son activité s'articule autour des missions principales suivantes :

- la contribution à l'élaboration de la réglementation, en donnant son avis au gouvernement sur les projets de décret et d'arrêté ministériel et en prenant des décisions réglementaires à caractère technique ;
- l'instruction de l'ensemble des demandes d'autorisation individuelles des installations nucléaires de base (INB). Elle accorde les autorisations, à l'exception des autorisations majeures des INB telles que la création et le démantèlement ;
- le contrôle des installations qu'elle effectue à travers les inspections réglementaires sur site, programmées ou inopinées notamment à l'occasion des réexamens périodiques, obligatoires pour la poursuite du fonctionnement de la centrale ;
- l'information du public sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France ;
- en cas de situation d'urgence, l'ASNR contrôle les opérations de mise en sûreté de l'installation prises par l'exploitant. Elle informe le public de la situation et assiste le gouvernement. En particulier, elle adresse aux autorités compétentes ses recommandations sur les mesures à prendre au titre de la sécurité civile.

Fonctionnement du parc nucléaire d'EDF

Les moyens de production nucléaire, en raison de leur coût variable peu élevé, sont en premier lieu utilisés en base. Ils sont utilisés juste après l'hydraulique au fil de l'eau et les autres énergies renouvelables fatales, ainsi que l'énergie achetée au titre des obligations d'achat auprès des producteurs décentralisés d'électricité. La faiblesse de la consommation intérieure et la hausse des productions renouvelables, partiellement compensées par un surcroît d'exportations, ont conduit en 2025 à nouveau à recourir aux capacités de flexibilité des réacteurs. La forte saisonnalité de la consommation en France et la demande importante en hiver imposent une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire essentiellement entre avril et octobre.

Le 20 février 2025, le Conseil d'administration d'EDF a autorisé la signature de la documentation contractuelle permettant de débuter la phase expérimentale du service d'irradiation convenu entre l'État, le CEA et EDF [2]. Cette phase, qui se prolongera autant que nécessaire, permettra à EDF d'étudier la faisabilité de ce service qui n'aura d'impact ni sur l'exploitation ni sur la finalité de production d'électricité de la centrale, qui reste soumise au régime des installations nucléaires civiles. Ce service d'irradiation pourrait également être utilisable dans le secteur médical ou dans l'industrie aérospatiale.

Production 2025

La production nucléaire s'établit à 373 TWh à fin décembre 2025, en augmentation de 11,3 TWh par rapport à 2024 (361,7 TWh). Cette augmentation est liée à l'amélioration de la performance des arrêts de tranche et à la maîtrise industrielle des contrôles et des chantiers de réparations liés au solde du dossier de corrosion sous contrainte (CSC).

Performances techniques 2025

L'impact sur la production nucléaire de l'année 2025 du dossier de corrosion sous contrainte a été minime par rapport aux années précédentes, avec l'achèvement du plan d'actions grâce à l'industrialisation des chantiers sur les champs techniques et organisationnels.

Lancé en 2021, le programme de transformation START, centré sur la reconquête de la maîtrise industrielle des arrêts de tranche, continue de porter ses fruits : la durée moyenne de prolongation des arrêts de tranche évolue sur une trajectoire comparable à 2024. Pour la campagne 2025, 23 arrêts sur 42 achevés ont été recouplés avant la date cible, contre 17 sur 41 à période comparable en 2024. Le programme START entre dans une deuxième phase, en 2026, au regard de sa performance.

La meilleure performance de visite décennale de l'année a été réalisée à Cruas 3 avec 16 jours d'avance. La meilleure performance sur les visites partielles du palier 1 300 MW a été réalisée par Paluel 4 avec 17 jours d'avance et sur le palier 900 par Tricastin 1 avec 20 jours d'avance sur le calendrier prévisionnel. Enfin, Dampierre 2 et Saint Laurent B2 ont réalisé les meilleurs arrêts pour simple rechargement en avance de 11 jours sur les durées initialement prévues.

Toutefois, sur la campagne 2025, 5 réacteurs ont connu des dépassements sensiblement supérieurs à leur durée prévisionnelle (> 28 jours). Les réacteurs de Gravelines 2, Nogent 1, Belleville 2, Gravelines 1 et Chooz B1 ont été impactés par des aléas techniques dimensionnants et Golfech 2 par un mouvement social. Les recouplages de Belleville 2, Gravelines 1, Chooz B1 et Golfech 2 ont été décalés en 2026.

À la production nucléaire exprimée en énergie annuelle correspond à un taux de production du parc nucléaire français. Il se définit comme l'énergie produite rapportée à l'énergie théorique maximale (cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Il est encore appelé *load factor* (« Kp »). Ce taux est obtenu par la multiplication de deux coefficients (Kp = Kd × Ku) :

- le coefficient de disponibilité (« Kd ») (énergie disponible [3] rapportée à l'énergie théorique maximale. Cette dernière notion correspond à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année). Le Kd est fonction de la durée des arrêts et est par conséquent impacté par les durées normatives et les programmes de travaux à réaliser ;
- le coefficient d'utilisation (« Ku ») (énergie produite rapportée à l'énergie disponible). Le Ku est le reflet des contraintes environnementales, réglementaires et sociales, de la fourniture des services système et de l'optimisation opérée par EDF (combustible et modulation).

Le coefficient Kp, de 69 %, est de bon niveau. Il est la résultante d'un Kd de 76,9 % et d'un Ku de 89,7 %.

EPR de Flamanville 3

Le réacteur a été couplé au réseau électrique national le 21 décembre 2024. Après ce premier couplage, conformément aux procédures de démarrage, plusieurs phases d'essais ont été entreprises :

- la phase d'essais à 25 % et l'autorisation ASNR obtenue le 31 janvier 2025 pour franchir ce palier ;
- l'essai appelé BAS 108, qui consiste à couper volontairement les sources externes, réalisé le 23 mai 2025 ;
- le début des essais à 60 % à partir du 29 mai 2025 et le solde de cette phase d'essais le 12 novembre avec la réalisation d'un essai d'îlotage le 7 novembre 2025 ;
- le début des essais à 80 % à partir du 12 novembre 2025 qui ont conduit à l'autorisation de l'ASNR le 12 décembre 2025 de monter la puissance du réacteur à 100 %. Cette étape a été franchie le 14 décembre 2025 ;

(1) L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) au 1er janvier 2025 avec l'entrée en vigueur de la loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 relative à l'organisation de la gouvernance de la sûreté nucléaire et de la radioprotection pour répondre au défi de la relance de la filière nucléaire.
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 mars 2024 « EDF répond à la demande de l'État d'étudier la réalisation d'un service d'irradiation en appui au CEA ».
(3) L'énergie disponible est égale à l'énergie théorique maximale moins les pertes de production pour causes techniques inhérentes à la centrale, c'est-à-dire les arrêts programmés, les arrêts fortuits sur avaries ou pour impératifs de sûreté ainsi que la réalisation d'essais réglementaires.

- le programme de démarrage se poursuit avec des tests des matériels à pleine puissance, la réalisation de relevés et la vérification de leur correct fonctionnement. Des variations de puissance sont opérées pour poursuivre les essais à différents paliers de puissance.

Le démarrage d'un réacteur est un processus long et complexe qui met en service les matériels pour la première fois. Dans ce contexte, le réacteur a été l'objet de plusieurs arrêts fortuits dont :

- un arrêt du réacteur du 15 février 2025 au 19 avril 2025 pour intervenir sur plusieurs matériels avec, en particulier, une intervention sur la turbine ;
- un arrêt du réacteur du 19 juin au 15 octobre 2025 afin d'intervenir sur les trois soupapes de protection du circuit primaire.

Fabrication et qualité des équipements - la cuve

Le dossier concernant des teneurs en carbone plus élevées qu'attendu dans les calottes de fond de cuve et de couvercle a été instruit par l'ASNR au 1er semestre 2017 sur la base d'un dossier produit par Framatome sous la surveillance d'EDF. Sur la base de l'avis d'un groupe d'experts mandaté par l'ASNR, cette dernière considère que les caractéristiques mécaniques du fond et du couvercle de la cuve sont suffisantes au regard des sollicitations auxquelles ces pièces sont soumises, y compris en cas d'accident [1]. L'ASNR a autorisé, le 9 octobre 2018, la mise en service du fond de cuve moyennant la mise en œuvre de contrôles en service, et la mise en service du couvercle de cuve en limitant à cette époque sa durée d'utilisation à fin 2024.

Framatome a émis, en décembre 2022, une demande de report de la date de remplacement du couvercle à l'issue du 1er cycle de fonctionnement.

En réponse à cette demande et à la suite de la consultation du public qui s'est déroulée du 11 au 31 mars 2023, l'ASNR a publié le 16 mai 2023 une décision autorisant l'utilisation du couvercle actuel jusqu'à « l'arrêt du réacteur au cours duquel la première requalification complète du circuit primaire est réalisée ».

La fabrication du nouveau couvercle est désormais achevée dans les usines de Framatome. Il sera remplacé lors de la visite complète 1 (VC1).

Retour d'expérience Taishan

EDF a pris en compte les enseignements issus du retour d'expérience des démarrages et de l'exploitation des EPR en exploitation à l'international.

Avant la première divergence de l'EPR de Flamanville 3 en septembre 2024, des mesures de remplacement de 64 assemblages périphériques disposant d'un traitement thermique ont été prises pour se prémunir du risque d'inétanchéité de crayons combustibles constaté au cours du 2e cycle d'exploitation de l'EPR de Taishan 1. L'apparition de ces inétanchéités combustible est consécutive :

- à la rupture de dispositifs (ressorts) de certaines grilles de maintien des assemblages combustibles situées à la périphérie du cœur du réacteur, ces ressorts n'ayant pas bénéficié d'une irradiation rapide et suffisante en raison de la durée allongée de la montée en puissance ;
- à une usure des gaines (enveloppe métallique dans laquelle se trouvent les pastilles d'uranium) de combustible par frottements sur les ressorts cassés.

À la suite de la durée de montée en puissance plus longue que prévu de l'EPR de Flamanville 3 et dans une approche prudente et conservative, une mesure complémentaire est mise en place lors de la visite complète n° 1, en introduisant intégralement des assemblages non irradiés dans le cœur du réacteur de Flamanville 3 avant de débuter son 2e cycle d'exploitation.

Ces dispositions de prévention ont été partagées avec l'Autorité de sûreté.

Coût à terminaison

Pour un détail des investissements relatifs à l'EPR de Flamanville 3, voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 9.3 « Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles ».

Traitement du phénomène de corrosion sous contrainte (CSC) détecté sur les circuits auxiliaires de plusieurs réacteurs nucléaires

À l'occasion de la réalisation de contrôles programmés lors de la visite décennale du réacteur de Civaux 1 fin 2021, un phénomène de corrosion sous contrainte a été identifié sur des portions de tuyauteries des circuits auxiliaires au circuit primaire principal du réacteur. EDF a aussitôt engagé la réalisation de contrôles et d'expertises sur les 4 paliers de réacteurs qui composent le parc nucléaire français (900 MW, 1 300 MW-P4, 1 300 MW-P'4 et N4).

Les examens réalisés en 2022 ont permis de définir une première caractérisation de la sensibilité à la CSC des 56 réacteurs du parc nucléaire : 40 réacteurs ont été identifiés comme peu ou pas sensibles au phénomène de CSC. Il s'agit des 32 réacteurs du palier 900 MW et des 8 réacteurs du palier 1 300 MW-P4. 16 réacteurs ont été identifiés comme sensibles ou fortement sensibles au phénomène de CSC, il s'agit des 12 réacteurs du palier 1 300 MW-P'4 et des 4 réacteurs du palier N4. Le programme industriel de remplacement préventif des portions de tuyauteries prévu pour les réacteurs sensibles à la CSC s'est terminé au 1er trimestre 2024.

En 2025, le programme de contrôles des réacteurs s'est poursuivi avec un volume de contrôles proche de celui de 2024. Les contrôles ont été réalisés lors des arrêts programmés pour maintenance, aucun arrêt supplémentaire ou dédié n'a été réalisé. Ainsi, fin 2025, le programme de contrôles des lignes auxiliaires a été clôturé, conformément aux prévisions initiales, complété par des contrôles sur d'autres lignes (lignes d'expansion du pressuriseur, circuit primaire principal, lignes de petits diamètres).

EDF a finalisé et transmis à l'ASNR sa stratégie de suivi et de maintenance, sur laquelle une position de l'ASNR est attendue en 2026.

Deux procédés de désensibilisation des lignes à la CSC (arasage téléopéré des soudures en paroi interne et mise en compression des soudures) ont été qualifiés et mis en œuvre sur plusieurs réacteurs en 2025.

Le projet dédié à la CSC a été clôturé fin 2025 et la surveillance de la CSC passera en mode pérenne, via les programmes de maintenance courante des équipements, à partir de 2026, par la mise en œuvre de la stratégie de suivi et de maintenance.

Le risque associé au phénomène de CSC est décrit dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) ».

Lutte contre la fraude et les pratiques suspectes (CFSI)

EDF continue d'apporter une attention particulière à la maîtrise de la qualité des fabrications et du montage des pièces sur les installations nucléaires, en exploitation ou en construction. La détection de faits susceptibles de relever de fraudes ou pratiques suspectes donne systématiquement lieu à des investigations et à la mise en œuvre d'actions visant à préserver les intérêts d'EDF.

Dans un contexte marqué par un accroissement des pratiques pouvant relever de CFSI, EDF a engagé un plan d'action visant notamment à renforcer ses capacités de prévention, de détection et à impliquer l'ensemble de la filière nucléaire dans la lutte contre les CFSI. Ce plan définissant des actions ciblées et graduées est détaillé dans un courrier d'EDF à l'ASN du 19 mars 2024. Ce plan d'action a été considéré comme approprié par l'ASNR.

En 2025, la mise en œuvre de ces actions de renforcement s'est poursuivie tant sur le parc en exploitation que sur les centrales en construction.

Sur le parc en exploitation, les contrôles menés sur l'aspect documentaire mais également sur des composants potentiellement suspectés de CFSI n'ont pas mis en évidence d'anomalies particulières sur ces matériels.

(1) Avis n° 2017-AV-0298 de l'ASN du 10 octobre 2017.

1.4.1.1.2.2 Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection

Les risques attachés à la sûreté nucléaire, l'environnement et la radioprotection sont décrits dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risque 2C « Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire ».

Une démarche de sûreté nucléaire constante

EDF, en sa qualité d'exploitant nucléaire, assume la responsabilité de la sûreté nucléaire. Dans un contexte en évolution rapide (marché concurrentiel, enjeux environnementaux, interconnexion européenne...), EDF réaffirme la priorité absolue que représente la protection de la santé, de l'homme et de l'environnement notamment par la prévention des accidents et la limitation de leurs conséquences au titre de la sûreté nucléaire. La réalisation du programme électronucléaire français a conduit EDF à mettre en place une démarche de sûreté qui :

- prend en compte, dès la conception, les risques et inconvénients qui pourraient survenir en cours d'exploitation des centrales, qu'ils soient liés au fonctionnement propre des installations ou à des agressions internes ou externes ;
- repose sur l'application de règles d'exploitation rigoureuses ainsi que sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques grâce à la mise en place d'une véritable culture de la sûreté ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé ;
- intègre et promeut une démarche de progrès continu. Elle se matérialise, notamment, par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques des réacteurs ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une R&D intégrées au Groupe. L'objectif est d'anticiper la survenue de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences. Dans ce but, chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur utilisé pour former et s'entraîner à tout type de situation.

Cadre réglementaire

La transparence en matière nucléaire

Le Code de l'environnement comporte des dispositions spécifiques (articles L. 125-10 et suivants du Code de l'environnement) sur le droit à l'information dans le domaine nucléaire. Elles visent à garantir le droit du public à une information fiable et accessible. En particulier, l'exploitant d'une INB est tenu de déclarer, dans les meilleurs délais, à l'ASNR et à l'autorité administrative compétente, les accidents ou incidents survenus du fait du fonctionnement de cette installation qui sont de nature à porter une atteinte significative aux intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement à savoir la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement.

De plus, il existe également des instances qui concourent à la transparence en matière nucléaire. Il s'agit notamment du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) ainsi que des commissions locales d'information (CLI) instituées auprès de tout site comprenant une ou plusieurs INB.

Le dispositif de contrôle

La sûreté nucléaire fait l'objet de nombreux contrôles, tant internes qu'externes. Ainsi, EDF réalise tous les quatre ans, pour chaque centrale nucléaire [1], des évaluations globales d'excellence en commun avec les *peer reviews* de la WANO [2]. Elles se déroulent sur trois semaines et impliquent environ 40 inspecteurs.

L'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection est nommé et rattaché directement au Président-Directeur Général d'EDF. Il mène des échanges avec les salariés du nucléaire. Les inspections qu'il réalise permettent de porter chaque année un avis sur la sûreté globale du parc nucléaire et de proposer à la direction de l'entreprise des actions de progrès. Son rapport annuel est rendu public.

Les efforts déployés par EDF ont permis de réduire le nombre moyen annuel d'arrêts automatiques réacteur. Leur nombre a été divisé par quatre en une vingtaine d'années. En 2025, ils se sont élevés à 23 sur l'ensemble du parc dont un sur le réacteur Flamanville 3.

- **À l'échelon national**, le contrôle de la sûreté est assuré par l'ASNR via :
  - des inspections programmées ou inopinées menées par l'ASNR : environ 450 par an sur l'ensemble des installations nucléaires d'EDF,
  - un processus de réexamen périodique (décennal) : il vise à vérifier la conformité de l'installation aux règles qui lui sont applicables. Il vise aussi à actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés (sécurité, santé et salubrité publiques, protection de la nature et de l'environnement). Pour ce faire, il tient compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances, dont celles sur le changement climatique et ses effets, et des règles applicables aux installations similaires.

    À l'issue de la visite décennale, l'exploitant adresse à l'ASNR un rapport de conclusions du réexamen périodique. Dans ce rapport, l'exploitant prend position sur la conformité de son installation, ainsi que sur les modifications réalisées visant à remédier aux écarts constatés ou à améliorer la sûreté de l'installation. L'ASNR communique au ministre en charge de la sûreté nucléaire son analyse du rapport et prend position sur la poursuite du fonctionnement du réacteur pour les 10 ans suivant la visite décennale. Elle peut fixer à l'exploitant des prescriptions complémentaires [3]. Le réexamen périodique constitue une étape essentielle de la poursuite du fonctionnement des centrales.

(1) Il s'agit des CNPE, Centres nucléaires de production d'électricité.
(2) *World Association of Nuclear Operators*.
(3) Voir le cadre réglementaire « L'Autorité de sûreté nucléaire devenue l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) » de la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation ».

- **À l'échelon international**, des inspections ont lieu régulièrement. Elles permettent la mise en commun d'une expérience acquise dans le monde :
  - les OSART (Operational Safety Review Team) de l'AIEA [1] sont effectuées à la demande de l'État français (une par an). Elles ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques. En 2025, l'OSART a été réalisée sur Chinon,
  - les visites internationales « revues de pairs » (peer reviews) menées par la WANO [2] sont organisées à la demande d'EDF. Elles portent sur l'évaluation des performances de sûreté au regard des meilleures pratiques internationales. En 2025, il y en a eu quatre.

Le dispositif d'alerte

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention élaboré par les préfets, en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux sont d'ampleur nationale sous la direction de l'ASNR. Ils impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures.

Dès les premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise. Elle a mis en place un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif appelé « Force d'action rapide nucléaire (FARN) » a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être déployé sur un réacteur de n'importe quel site en difficulté.

Les évènements significatifs dans le domaine de la sûreté

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte dès la conception des ouvrages. Elle fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements.

Les écarts présentant une importance particulière selon des critères précisés par l'ASNR sont dénommés « évènements significatifs ». La détection par les exploitants nucléaires des évènements significatifs joue un rôle fondamental en matière de prévention des incidents ou des accidents. La réglementation demande à tous les exploitants nucléaires de déclarer à l'ASNR les évènements significatifs pour la protection des intérêts mentionnés à l'article L. 593-1 du Code de l'environnement.

Chaque évènement est analysé par les équipes de la centrale pour déterminer son caractère significatif avec une vision indépendante de cette déclaration portée par la filière indépendante de sûreté du site.

Ceux concernant la sûreté sont nommés « ESS », « Événements significatifs pour la sûreté ». Ce processus de déclaration s'inscrit dans le cadre d'une démarche d'amélioration continue de la sûreté nucléaire et de transparence. Son objectif est notamment de permettre l'analyse de ces évènements afin de faciliter l'évaluation ultérieure d'un incident ou d'un risque d'incident, et d'améliorer les pratiques d'un établissement et/ou d'un secteur d'activité en matière de prévention.

Tous les évènements significatifs doivent être déclarés à l'ASNR par les exploitants nucléaires ou les transporteurs, au plus tard sous 48 heures ouvrées. Ils incluent une proposition de classement sur l'échelle INES [3] (échelle internationale à sept niveaux – de 1 à 7 suivant leur importance ; ceux qui n'ont aucune importance du point de vue de la sûreté nucléaire sont déclarés au niveau 0). L'ASNR demeure responsable de la décision finale de classement. L'utilisation de l'échelle INES permet à l'ASNR de sélectionner ceux qui ont une importance suffisante pour faire l'objet d'une communication de sa part.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun évènement classé sur l'échelle INES de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires), ou au-delà, n'a eu lieu sur le parc nucléaire français. En 2025, EDF a déclaré, en France, 742 évènements significatifs pour la sûreté (ESS) hors Flamanville 3, par rapport aux 755 ESS de 2024. Aucun ESS de niveau 2 sur l'échelle INES (comme en 2024) n'a été déclaré.

Par ailleurs, la politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. Après une formation initiale de plusieurs mois, allant jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (ingénieur sûreté, opérateur…), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires. Leur fréquence est annuelle, bisannuelle ou trisannuelle, en fonction des métiers et des domaines.

Les résultats 2025 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection et sont disponibles sur Internet [4].

Le respect de l'environnement

La démarche environnementale d'EDF a été initiée en 2002 sur quelques sites. Elle a ensuite été étendue à l'ensemble des unités de production nucléaire. Elle s'appuie sur un système de management environnemental certifié ISO 14001 (SME). Voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement ». Pour une description du traitement des déchets radioactifs de l'aval du cycle du combustible et de la déconstruction, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ».

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration dans le domaine de la radioprotection et de la dosimétrie (formations et entraînements des salariés et du management, renforcement de la surveillance de la propreté des installations, améliorations des matériels à disposition des intervenants, optimisation de l'installation d'écrans de plomb, standardisation des méthodes de travail et des matériels entre sites nucléaires, renforcement de la supervision…).

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,69 homme-sievert [5] par réacteur, en baisse de 1 % par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 23 % entre deux décennies. En 2025, elle est de 0,68 homme-sievert par réacteur. La dose individuelle annuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv en 2025 (0,81 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (As Low as Reasonably Achievable) de maîtrise de la dosimétrie collective en continuant à diminuer les expositions aux rayonnements par des programmes pluriannuels d'assainissement des installations et par des tests de nouvelles technologies visant à réduire le terme source.

(1) Agence internationale de l'énergie atomique.
(2) *World Association of Nuclear Operators*.
(3) *International Nuclear Event Scale*.
(4) Rapport 2025 : igsnr.com/wp-content/uploads/2026/02/Rapport-IGSNR-2025.pdf
(5) Somme des doses absorbées par l'organisme entier du fait de l'exposition à des rayonnements provenant de la radioactivité pour l'ensemble des activités et l'ensemble des intervenants.

Cadre réglementaire

La réglementation en matière de radioprotection

En France, les activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants sont soumises à deux régimes distincts selon la catégorie de personnes à protéger.

La réglementation sur la protection générale de la population contre ces rayonnements, régie par le Code de la santé publique, réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration, d'enregistrement ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation au titre du Code de la santé publique. L'article R. 1333-11 du Code de la santé publique fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, régie par le Code du travail, impose diverses obligations à l'employeur des salariés susceptibles d'être exposés.

1.4.1.1.2.3 Les enjeux du nucléaire

A - Les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire

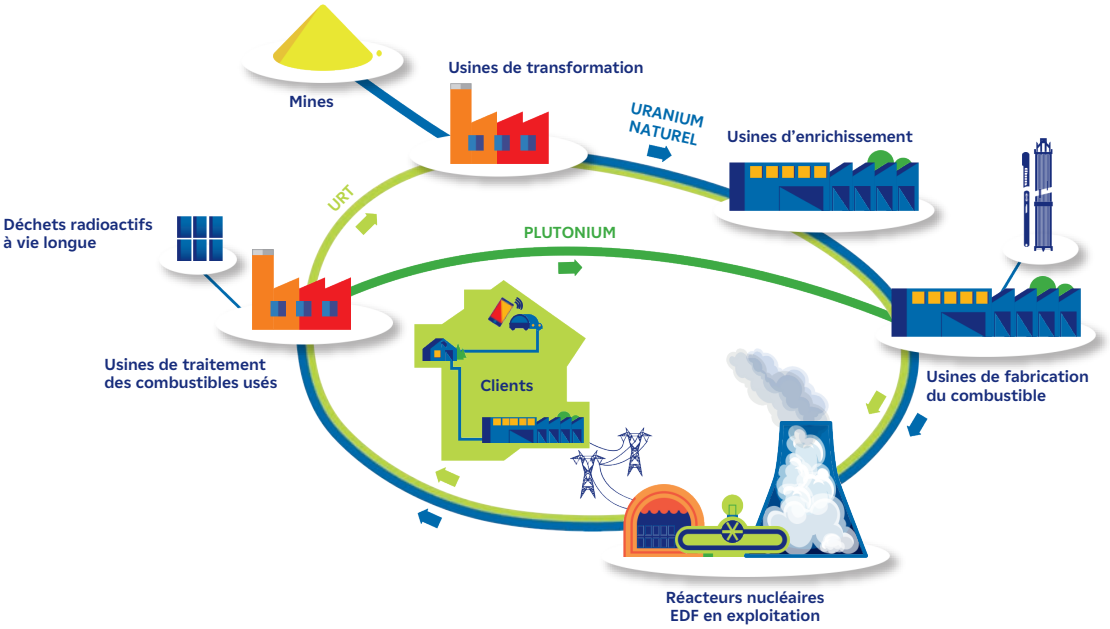
Les risques associés au cycle du combustible sont décrits au chapitre 2 – Risque 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».

Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement.

EDF coordonne l'ensemble des opérations du cycle qui se décompose en trois étapes :

- **l'amont du cycle** comprend l'achat par EDF de concentrés issus du minerai d'uranium. Les transformations en produits plus élaborés, à savoir la fluoration (ou conversion), l'enrichissement et la fabrication des assemblages de combustible sont confiées aux industriels du cycle au travers de contrats de service pluriannuels ;
- **le cœur du cycle** correspond à son utilisation en réacteur : la réception, le chargement, l'exploitation et le déchargement. Le combustible séjourne entre quatre et cinq ans dans le réacteur. EDF assure ces opérations ;
- **l'aval du cycle** pour le parc de réacteurs en France comprend l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage.

EDF est propriétaire dans la plupart des cas et responsable du combustible et des matières intervenant aux différentes étapes du cycle.



L'amont du cycle

EDF assure la continuité et la sécurité d'approvisionnement de ses réacteurs, en France comme au Royaume-Uni. Il conserve la maîtrise globale de l'ensemble des opérations du cycle à chaque étape, à travers un portefeuille de contrats et par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin). Orano constitue un fournisseur important de cette étape du cycle.

L'approvisionnement en uranium naturel

Les approvisionnements en uranium d'EDF sont assurés à long terme par des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs. Leur durée peut atteindre 20 ans. Les formules d'indexation des contrats d'approvisionnement comprennent des parts fixes (prix de base inflatés ou non) et des parts variables (indexées sur des indices de prix de marché). Elles sont généralement limitées par des prix planchers et plafonds qui atténuent les effets des variations des prix de marché sur les coûts d'approvisionnement. Le cas échéant, le Groupe met en place une stratégie de couverture du risque de change et de l'inflation américaine.

EDF est attentive à la mise en œuvre de bonnes pratiques en matière d'extraction minière. Depuis 2011, EDF réalise périodiquement des audits de mines sur la base d'une méthode élaborée avec la WNA [1]. Voir la section 3.3.3.4.3 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

La fluoration (ou conversion)

Les besoins d'EDF sont assurés par Orano en France, ainsi que par d'autres producteurs mondiaux tels que Cameco au Canada et Converdyn aux États-Unis.

L'enrichissement de l'uranium naturel en uranium 235

EDF couvre ses besoins en services d'enrichissement auprès des grands enrichisseurs mondiaux : Orano (France), Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis) sur la base de contrats à prix majoritairement fixes.

La filière uranium de retraitement enrichi

Cette filière, constituée dès les années 1990, permet de recycler dans les réacteurs de l'uranium issu du traitement du combustible usé. Ce dernier constitue environ 95 % de la masse du combustible usé. La filière de recyclage de l'uranium de retraitement, relancée en 2018, concerne actuellement quatre réacteurs de 900 MW. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires, certains réacteurs de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027.

La fabrication des assemblages de combustible

EDF se fournit en assemblages de combustible soit en interne, au travers de sa filiale Framatome, soit en externe. Le fournisseur externe est Westinghouse.

L'alimentation en combustible des deux réacteurs d'EDF à Hinkley Point C (Royaume-Uni)

EDF a signé avec Orano et Framatome, en septembre 2016, des contrats de fourniture d'uranium, de services de conversion et d'enrichissement ainsi que de fabrication d'assemblages en vue de l'alimentation en combustible des réacteurs d'Hinkley Point C.

L'aval du cycle

Les risques associés à l'aval du cycle sont décrits dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risques 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés » et 2B « Maîtrise du cycle du combustible ».

Cadre réglementaire

EDF est responsable du devenir et du traitement de ses combustibles usés et des déchets issus de ce traitement sans transfert possible ni limitation dans le temps en sa qualité de producteur desdits déchets.

Orano est chargée du traitement des combustibles usés.

L'ANDRA [2] est chargée des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets radioactifs ultimes, conformément aux dispositions de l'article L. 542-12 du Code de l'environnement.

La gestion des déchets, qu'ils soient radioactifs ou non, est encadrée par les articles L. 541-1 et suivants du Code de l'environnement.

Conformément aux prérogatives fixées par l'article L. 594-4 du Code de l'environnement, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la Direction générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023, conduit par un cabinet d'audit externe. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et s'est conclu le 28 mai 2025 sans impact significatif sur la manière dont EDF appréhende son obligation matérialisée par le montant de provision pour gestion des combustibles usés au 31 décembre 2023. À date, la DGEC, commanditaire de cet audit, n'a pas encore émis de lettre de suite.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables : le plutonium sous forme de combustible MOX et l'uranium issu du retraitement (voir « L'amont du cycle »).

Les quantités traitées s'élèvent à environ 1 100 tonnes de combustibles usés par an. Elles sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX.

Le parcours des combustibles usés



EDF et Orano : une collaboration étroite

Les relations entre EDF et Orano portent sur le transport, le traitement des combustibles usés et leur recyclage. Les deux entreprises ont signé :

- en décembre 2008 : un accord-cadre pour la période 2008-2040 ;
- en octobre 2024 : un contrat d'application pour la période 2024-2026 et les contrats de fourniture d'assemblages MOX associés.

Capacités d'entreposage des combustibles usés

Présidé par le Président de la République, le Conseil de politique nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a confirmé la politique française sur l'aval du cycle du combustible nucléaire avec la poursuite du traitement-recyclage des combustibles usés, dans un objectif de fermeture du cycle. Ces orientations s'inscrivent dans la droite ligne du discours du Président de la République à Belfort le 10 février 2022 concernant la poursuite d'exploitation du parc actuel et la construction de nouveaux réacteurs.

(1) World Nuclear Association.
(2) ANDRA : Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs.

EDF et Orano ont proposé un schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague. Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, il prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage, qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement. Le schéma a été présenté à l'ASNR le 24 septembre 2024 et la DGEC, dans son courrier du 10 mars 2025, n'a émis aucune objection. De plus, le CPN du 17 mars 2025 a notamment précisé que « le financement sera principalement porté par EDF ». Le schéma industriel, développé sous maîtrise d'ouvrage Orano, est le programme « Aval du Futur ». Le CPN du 12 mars 2026 a pris acte de l'avancement de ce programme visant à renouveler les installations de l'aval du cycle du combustible à La Hague afin de répondre aux besoins du parc nucléaire existant puis des EPR2. Il a également souligné l'accord de principe passé entre Orano et EDF permettant de sécuriser l'avancée du programme jusqu'aux décisions finales d'investissement.

Par ailleurs, la perspective de la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire actuel au-delà de 50 ans, si les conditions de sûreté sont réunies, conformément au discours du Président de la République à Belfort, repousse l'horizon du risque de saturation des entreposages de combustibles usés exploités par Orano à La Hague à 2040, voire au-delà.

La date de mise en service prévisionnelle des nouvelles capacités d'entreposage est compatible avec les besoins identifiés dans une perspective de poursuite d'exploitation du parc nucléaire.

Enfin, la mise en œuvre du projet de densification des piscines d'entreposage des installations actuelles d'Orano à La Hague se poursuit, et a été marquée par l'immersion des premiers paniers densifiés mi-2025. Ce projet est une parade efficace au regard du risque de saturation en cas de dysfonctionnement sur les usines du cycle.

Par ailleurs, toujours de manière complémentaire, Orano étudie la possibilité d'entreposer de façon temporaire du combustible usé à sec. Les scénarios d'entreposage à sec et de densification font l'objet de provisions dédiées.

Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés

Les déchets radioactifs, suivant leur nature, leur niveau de radioactivité et la durée de vie des radionucléides les constituant, ont été classés en différentes catégories de déchets : HA (haute activité), MA (moyenne activité), FA (faible activité) et TFA (très faible activité). Ils sont dits « à vie longue » lorsque leur période radioactive dépasse 31 ans.

Déchets de haute activité (HA) et de moyenne activité à vie longue (MAVL)

Le traitement des combustibles usés permet la vitrification des déchets HA. Ce processus assure un conditionnement de très haute qualité dans un volume réduit. Le volume des déchets est calculé sur la base d'un inventaire de référence correspondant à l'exploitation des anciennes centrales et à 50 années d'exploitation du parc REP actuel (dont Flamanville 3). L'ensemble des déchets HA ainsi conditionnés représente un volume d'environ 9 300 m^3 (la consommation électrique d'un million de personnes pendant un an génère environ 3 m^3 de déchets HA).

Les déchets MAVL englobent :

- les structures des assemblages (coques et embouts, morceaux de gaines, etc.) séparées lors du traitement du combustible usé. Elles sont aujourd'hui compactées et conditionnées dans des conteneurs en acier inoxydable ;
- des déchets issus de certaines opérations d'exploitation, de maintenance et démantèlement.

Le volume total des déchets MAVL représente environ 37 000 m^3. Il inclut notamment les déchets issus de l'exploitation et du démantèlement des installations arrêtées, dont les réacteurs UNGG et ceux du parc REP en exploitation (dont Flamanville 3). Le calcul prend en compte 50 années de durée de fonctionnement des centrales REP.

Comparativement aux déchets HA, ils dégagent moins de chaleur et se prêtent donc plus rapidement à une mise en stockage.

Cigéo : le projet du Centre industriel de stockage géologique

Présentation générale

Le projet Cigéo est le projet français de centre de stockage profond de déchets radioactifs de types MAVL et HA produits par l'ensemble des installations nucléaires françaises jusqu'à leur démantèlement, dont ceux issus du traitement des combustibles usés. Ce projet est conduit par l'ANDRA. Il est prévu que ce centre soit implanté dans l'est de la France, à la limite de la Meuse et la Haute-Marne.

Après quinze ans de recherche, des évaluations et un débat public, le principe du stockage profond a été retenu, par la loi modifiée n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, comme solution sûre à long terme pour gérer ce type de déchets sans en reporter la charge sur les générations futures. Cigéo sera composé d'installations de surface, notamment pour accueillir et préparer les colis de déchets et pour réaliser les travaux de creusement et de construction des ouvrages souterrains. Les déchets seront stockés dans des installations souterraines, à environ 500 mètres de profondeur, dans une couche de roche argileuse imperméable choisie pour ses propriétés de confinement sur de très longues échelles de temps (plusieurs centaines de milliers d'années). Cigéo est prévu pour être exploité pendant au moins 100 ans, tout en étant flexible afin de laisser aux générations futures la possibilité d'adaptations.

Dans l'attente du stockage en couche géologique profonde, les déchets HA et MAVL issus du retraitement du combustible usé à l'usine d'Orano à La Hague sont entreposés sur ce site dans des installations spécifiques dédiées.

Principales étapes

Le 11 janvier 2018, l'ASN a estimé que le projet avait atteint globalement une maturité technologique satisfaisante au stade du dossier d'option de sûreté (DOS). Une revue de conception détaillée a été organisée à la demande de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) par un groupe d'experts indépendants. Elle a rendu, fin 2020, un avis globalement positif sur le dossier présenté par l'ANDRA.

L'enquête publique associée à la déclaration d'utilité publique s'est tenue du 15 septembre au 23 octobre 2021. Elle a abouti à un avis favorable (assorti de cinq recommandations au maître d'ouvrage) des commissaires enquêteurs rendu public le 20 décembre 2021. Les conclusions de la commission notaient que cette enquête publique avait « amené de nombreuses contributions du public, la plupart fort argumentées, la majorité en faveur du projet », et que Cigéo était « opportun, pertinent, et robuste ».

En amont de l'enquête, la contre-expertise de l'Évaluation socio-économique de Cigéo par le Secrétariat général pour l'investissement (SGPI) avait donné lieu à un avis favorable « tant pour le projet dans sa globalité que pour son volet transport ». Elle a souligné que « le projet Cigéo a une forte valeur prudentielle et assurantielle face aux risques environnementaux et sanitaires ».

L'Autorité environnementale, de son côté, avait souligné, dans son avis du 13 janvier 2021, le caractère didactique de l'évaluation environnementale. Elle avait aussi émis une série de recommandations dont l'ANDRA a tenu compte dans le dossier d'enquête publique.

Le décret n° 2022-993 du 7 juillet 2022 a déclaré d'utilité publique Cigéo et a porté la mise en compatibilité du schéma de cohérence territoriale du Pays barrois (Meuse), du plan local d'urbanisme intercommunal de la Haute-Saulx (Meuse) et du plan local d'urbanisme de Gondrecourt-le-Château (Meuse). Par ailleurs, le décret n° 2022-992 du 7 juillet 2022 a inscrit le projet Cigéo parmi les opérations d'intérêt national mentionnées à l'article R. 102-3 du Code de l'urbanisme.

La remise du dossier de demande d'autorisation de création (DAC) a été effectuée le 17 janvier 2023.

À la suite de ce dépôt, le 22 juin 2023, l'ASN a considéré que le dossier de demande d'autorisation de création de Cigéo était recevable. La demande d'autorisation de création a également fait l'objet d'un avis de l'Autorité environnementale en date du 27 juin 2024. Cette étape a permis de lancer le travail d'instruction technique du dossier, cadencée par trois réunions du groupe permanent (GP) : le GP1 (groupe permanent 1) s'est tenu en avril 2024, le GP2 s'est tenu en décembre 2024 et le GP3 s'est tenu en juin 2025. Dans son avis du 25 novembre 2025, l'ASNR estime que l'ANDRA a acquis un socle de connaissances suffisant concernant les données de

base retenues pour l'évaluation de sûreté et que la démonstration de sûreté pour les phases d'exploitation et d'après-fermeture, établie sur ce socle de connaissances, est satisfaisante, au stade d'une demande d'autorisation de création. Cette démonstration devra être complétée en vue de la mise en service, limitée à la phase industrielle pilote. Ainsi, l'ASNR estime que le dossier, complété par l'ANDRA conformément aux engagements qu'il a pris pendant l'instruction, pourra donner lieu à l'enquête publique.

Le planning de l'ANDRA, support au chiffrage arrêté en 2016, prévoit d'abord une phase industrielle pilote et prenait en compte une livraison des premiers déchets entre 2035 et 2040. Cette date sera mise à jour dans le planning de référence support au nouvel arrêté coût.

Cas particulier du traitement des déchets bitumineux

Dans le cadre de l'instruction du dossier d'option de sûreté (DOS) de Cigéo, l'ASNR a demandé que, pour les déchets bitumineux, des filières alternatives à leur stockage en l'état à Cigéo soient étudiées. En septembre 2018, la DGEC a mandaté un groupe d'experts pour faire un état des lieux de la gestion des bitumes. Il a conclu, en septembre 2019, à la faisabilité *a priori* des différentes options de gestion (stockage ou neutralisation). Toutefois, il souligne l'importance de poursuivre les études engagées pour identifier l'option la plus pertinente. Un programme de recherche quadripartite entre producteurs et l'ANDRA est en cours sur ce sujet.

Fiscalité de Cigéo

Concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances pour 2021 a opéré une modification de la taxation des Installations nucléaires de base (INB) telle que fixée par l'article 43 de la loi de finances pour 2000. En particulier, il prévoit une modification du mode de calcul de la taxe de stockage des déchets de haute activité et de moyenne activité à vie longue. Par la suite, l'article 18 de la loi de finances pour 2025 a codifié les dispositions relatives à la taxe INB qui sera redevable par Cigéo. Les dispositions d'application de ces principes et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Chiffrage de Cigéo

Le chiffrage de référence actuel de Cigéo est précisé par l'arrêté du 15 janvier 2016.

L'ANDRA a remis en mai 2025 à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), à l'ASNR et aux commissions parlementaires compétentes la mise à jour du dossier de chiffrage de Cigéo. Ce dossier a fait l'objet d'un avis des parties prenantes, dont les producteurs de déchets, et conduira l'État à arrêter le nouveau « coût objectif » de Cigéo au premier semestre 2026. Pour autant, EDF a intégré dans ses comptes 2024 une actualisation de la provision pour prendre en compte les éléments suffisamment certains et qui n'étaient pas pris en compte dans le chiffrage arrêté en 2016.

ICEDA : l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés

ICEDA, implantée sur le site du Bugey, est l'installation dédiée au conditionnement et à l'entreposage des déchets MAVL issus de l'exploitation (hors déchets MAVL issus du traitement du combustible usé) et du démantèlement des réacteurs. L'installation a été mise en service en 2020 et a conditionné ses premiers déchets en 2021.

Depuis 2021, ICEDA a conditionné l'ensemble des déchets activés de démantèlement de Chooz A et des déchets activés d'exploitation provenant de Fessenheim et de Cruas.

En 2024, l'ASN a autorisé la modification des caractéristiques radiologiques des déchets autorisés à entrer dans l'installation pour y être conditionnés. Le 24 février 2025, l'ASNR a donné l'autorisation de conditionnement prenant en compte ces nouvelles limites, ce qui permet à ICEDA d'être autorisée à conditionner 100 % des déchets pour lesquels l'installation a été conçue.

À la suite de l'arrêt définitif des deux tranches de la centrale de Fessenheim, EDF a déposé une demande de modification du décret d'autorisation de création d'ICEDA afin de lui permettre de conditionner les déchets activés de démantèlement de Fessenheim. Le décret modifié a été publié le 28 février 2025.

Déchets de faible activité à vie longue (FAVL)

Les déchets FAVL proviennent du démantèlement des réacteurs UNGG (blocs de graphite constitutifs du cœur de ces réacteurs ou de leurs assemblages combustibles). En juillet 2015, l'ANDRA a transmis pour avis à l'ASN un dossier concernant la faisabilité d'un centre de stockage dans la région de Soulaines dans l'Aube. Les travaux se poursuivent, dans le cadre du PNGMDR [1], pour identifier les déchets pouvant y être accueillis.

Conformément à l'avis n° 2020-AV-0357 de l'ASN du 6 août 2020, ainsi qu'au 5e PNGMDR [2], l'ANDRA a transmis en mars 2024 un dossier présentant les options techniques et de sûreté retenues pour un stockage FAVL sur le site de Vendeuvre-Soulaines. Ce dossier est en cours d'instruction par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection.

Par ailleurs, les études menées par EDF pour caractériser plus précisément l'inventaire radiologique de ces déchets ont permis de démontrer des gains significatifs qui permettent d'envisager la possibilité de stocker le graphite du premier réacteur démantelé (Chinon A2) dans le centre de surface existant (CSA) sans attendre la mise en service d'un centre de stockage spécifique.

Le scénario actuellement modélisé dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, extrait du réacteur à l'horizon 2045, est donc un stockage au CSA. Pour ce graphite, l'hypothèse de la construction d'un entreposage temporaire sur Chinon, associé à un stockage dans un centre spécifique FAVL, a été prise en compte.

Concernant les autres réacteurs, les provisions couvrent un stockage direct du graphite dans un stockage FAVL.

Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et de très faible activité (FMA-VC et TFA)

Les déchets FMA et TFA proviennent :

- de l'exploitation des installations nucléaires : gants, filtres, résines, etc. ;
- du démantèlement de ces installations : béton, ferrailles, calorifuges, tuyauteries, etc.

Ils sont stockés en surface dans les centres de stockage de Soulaines et Morvilliers (Aube) exploités par l'ANDRA. Afin de réduire les volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de Cyclife France.

À la suite du débat public sur le PNGMDR réalisé en 2019 et en cohérence avec la décision commune du ministère de la Transition écologique et de l'ASN, maîtres d'ouvrage du PNGMDR, les textes réglementaires permettant la valorisation des métaux très faiblement radioactifs en France ont été publiés le 14 février 2022. Cette évolution réglementaire, permet de mettre en œuvre une solution industrielle de valorisation de ces métaux. C'est l'objet du projet Technocentre, développé par EDF, installation dédiée à la valorisation des métaux très faiblement actifs prévue d'être implantée sur le site de Fessenheim.

EDF a saisi la Commission nationale du débat public (CNDP) sur le projet Technocentre début 2024. Le débat public, organisé par la CNDP et porté par EDF s'est déroulé du 10 octobre 2024 au 7 février 2025. À l'issue de ce débat public, EDF a décidé de poursuivre le projet.

La création et le développement du groupe Cyclife : filiale dédiée au démantèlement et à la gestion des déchets radioactifs

En 2016, après le rachat des actifs anglais et suédois de la société de traitement de déchets de Studsvik, EDF a créé la holding « Cyclife ». L'objectif du groupe Cyclife ainsi constitué de Cyclife UK, Cyclife Sweden et Cyclife France (ex-filiale SOCODEI) est d'asseoir le développement des activités du Groupe, en interne et en externe, en matière de traitement des déchets et de démantèlement, avec deux ambitions :

- profiter des perspectives offertes par le marché du démantèlement en Europe et au Japon, en valorisant le savoir-faire et les actifs développés pour les chantiers en France ;
- maîtriser et optimiser dans la durée les opérations critiques et les technologies clés pour sécuriser les opérations futures de démantèlement du groupe EDF.

(1) Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
(2) Publication du décret n° 2022-1547 et de l'arrêté pris pour application au *Journal officiel de la République française* du 10 décembre 2022.

En 2018, Cyclife SAS a acquis 84,6 % de Cyclife Digital Solutions spécialisée dans les outils et simulation numérique au service du démantèlement et de la gestion des déchets. La détention de cette filiale est aujourd'hui de 100 %.

En 2019, les filiales Cyclife Engineering et Graphitech [1] ont été créées pour développer des solutions pour le démantèlement des réacteurs à eau légère et la conception d'installations de traitement de déchets (Cyclife Engineering), ainsi que pour le démantèlement des réacteurs graphite (Graphitech).

Cyclife Germany a été créée en décembre 2021 pour assurer une présence directe sur un des plus importants marchés d'Europe, afin de renforcer le positionnement de Cyclife sur le traitement des déchets et faciliter son développement dans le domaine du démantèlement.

Le 22 décembre 2021, le contrat d'acquisition par Cyclife SAS de la société d'ingénierie Aquila Nuclear Limited au Royaume-Uni a été signé.

Cette nouvelle acquisition permet de renforcer la position de Cyclife au Royaume-Uni sur le secteur de l'ingénierie nucléaire et est complémentaire de la mise en place d'une *Business unit* « déconstruction » dans la filiale déjà présente sur ce marché, Cyclife UK.

En février 2022, EDF a créé une nouvelle filiale dans le domaine du traitement des déchets nucléaires. Codétenue à 50 % par Cyclife SAS et Veolia Nuclear Solutions, Waste2Glass a pour objectif de développer de nouvelles filières de traitement de déchets nucléaires par vitrification basée sur les procédés Geomelt et MVS détenus par le groupe Veolia en conduisant des études de faisabilité technico-économique pour des filières de déchets nucléaires identifiées.

Le 31 mars 2022, le groupe Cyclife a poursuivi son développement avec l'acquisition de la société française Quadrica spécialisée dans le développement d'outils numériques. En janvier 2024, les deux sociétés Cyclife Digital Solutions et Quadrica ont fusionné pour une meilleure visibilité et la poursuite du développement sur les solutions digitales.

Début janvier 2024, la société Cyclife Japan est créée pour renforcer l'empreinte locale du Groupe dans ce pays. De premiers partenariats ont déjà permis de travailler sur l'intérêt des solutions proposées par Cyclife pour répondre aux besoins des exploitants nucléaires japonais.

En juin 2024, Cyclife Gmbh a acquis 100 % des parts de la société BalckeDürr Nuklear Service renommée depuis Cyclife GmbH, spécialisée dans les opérations de démantèlement et d'assainissement et les services de tri/conditionnement/libération de déchets, avec des chantiers en Allemagne et en Suède notamment.

Le 1er juillet 2025, l'acquisition des sociétés DNUC et Effectiv Consulting (EC) a été réalisée via la filiale Cyclife Engineering à hauteur de 51 % des parts. DNUC et EC sont spécialisées dans les travaux sur site et les opérations de démantèlement.

La filiale Cyclife Technocentre pour construire et exploiter la nouvelle installation de valorisation des métaux TFA à Fessenheim a été créée en novembre 2025.

Au 1er janvier 2026, les filiales Cyclife UK et Cyclife Aquila Nuclear ont fusionné au sein de Cyclife UK pour une meilleure visibilité, une meilleure empreinte sur le marché et une optimisation des activités transverses.

Le Groupe poursuit donc sa croissance (plus de 1 400 collaborateurs fin 2025), implanté dans 5 pays (France, Allemagne, Royaume-Uni, Suède et Japon), Cyclife est capable de proposer une offre démantèlement/déchets complète et intégrée.

La R&D

EDF mène des activités de R&D en propre, et avec un réseau de partenaires (exploitants nucléaires, industriels, TPE/PME, acteurs institutionnels et académiques). Ces travaux portent sur la gestion des déchets radioactifs et le démantèlement. Acteur majeur reconnu sur ces domaines, EDF est active dans quatre différents projets européens avec l'objectif :

- d'améliorer la performance des projets de gestion des déchets et de démantèlement ;
- de développer son expertise ;
- de contribuer au développement et à la mise en œuvre des meilleures pratiques internationales.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs

EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France et la gestion des déchets radioactifs [2].

B - Les enjeux liés à la préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

Les dispositions du Code de l'environnement ne fixent pas de durée limite d'exploitation. Toutefois, elles imposent, tous les dix ans, d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques ou inconvénients que l'installation présente pour les intérêts protégés. Il convient de tenir compte notamment de l'état de l'installation, de l'expérience acquise au cours de l'exploitation, de l'évolution des connaissances, dont celles sur le changement climatique et ses effets, et des règles applicables aux installations similaires.

La stratégie industrielle d'EDF est d'exploiter le parc significativement après 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance, compte tenu de l'investissement important réalisé lors des 4es visites décennales, ainsi qu'au titre des améliorations post-Fukushima, et des besoins énergétiques de la France. Le Président de la République a par ailleurs annoncé, lors de son discours du 10 février 2022 à Belfort, vouloir *« prolonger tous les réacteurs qui peuvent l'être »* et *« qu'aucun réacteur nucléaire en état de produire ne soit fermé à l'avenir (...), sauf raison de sûreté »*. Il a précisé avoir demandé à EDF d'*« étudier les conditions de prolongation au-delà de cinquante ans »*, ouvrant la voie à une poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires au-delà de 50 ans.

L'ambition industrielle d'EDF quant à la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois horizons de temps : jusqu'à 50 ans, de 50 à 60 ans et au-delà de 60 ans

Jusqu'à 50 ans

EDF réalise les 4es réexamens périodiques des réacteurs des paliers 900 et 1 300 MW comportant des modifications de grande ampleur des installations et apportant des améliorations majeures en termes de sûreté, permettant de justifier l'aptitude de ces réacteurs à fonctionner 10 années supplémentaires. Le passage des 30 ans du palier 1 450 MW est calé sur les mêmes objectifs d'améliorations que les 40 ans pour les deux autres paliers.

Palier 900 MWe

Au premier semestre 2016, toutes les conditions techniques, économiques et de gouvernance nécessaires permettant de mettre en adéquation la durée d'amortissement des centrales 900 MWe du parc nucléaire France avec la stratégie industrielle du Groupe étaient réunies. Le Conseil d'administration d'EDF a donc approuvé le 28 juillet 2016 l'allongement de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 900 MWe en France (hors Fessenheim) à partir du 1er janvier 2016, sans préjuger de la position de l'ASNR sur les dispositions proposées par EDF pour chacune des tranches nucléaires concernées.

Le 23 février 2021, l'ASNR a pris position sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 900 MW au-delà de leur 4e réexamen périodique au vu des conclusions de la phase générique de ce réexamen et fixé les prescriptions associées. L'ASNR *« considère que l'ensemble des dispositions prévues par EDF et celles qu'elle prescrit ouvrent la perspective d'une poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW pour les dix ans suivant leur quatrième réexamen périodique »*. Ces dispositions génériques sont complétées de dispositions spécifiques à chaque réacteur après la remise au ministère en charge de la sûreté nucléaire et à l'ASNR du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur.

Le 10 août 2023, l'ASNR a pris position sur la poursuite de l'exploitation de Tricastin 1 au-delà de 40 ans (jusqu'à la VD5 prévue en 2029), au vu des conclusions de son 4e réexamen périodique.

(1) Société codétenue par EDF et Veolia.
(2) Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés ».

Par ailleurs, à la suite d'une demande d'EDF de report des échéances de certaines des prescriptions définies dans la décision précitée du 23 février 2021, l'ASNR a pris une nouvelle décision le 19 décembre 2023 modifiant certaines prescriptions.

Le déploiement des modifications de la première phase des travaux lors des VD4 se poursuit grâce aux enseignements tirés des premières VD4 (à fin 2025, elles sont soldées sur 25 réacteurs). Les modifications de la deuxième phase de travaux ont été soldées avec succès sur le réacteur tête de série de Tricastin 1, lors de sa visite partielle en 2023, déployées en 2025 sur 4 réacteurs supplémentaires (Bugey 2, Tricastin 2, Dampierre 1, Bugey 4) et elles se sont terminées début 2026 sur un autre réacteur (Gravelines 1). Les résultats sur ces VD4 sont satisfaisants. Ils montrent une bonne capacité d'industrialisation des opérations ainsi que l'implication des partenaires industriels pour la réussite de ce projet.

Palier 1 300 MWe

Le processus d'instruction de la phase générique du 4e réexamen périodique du palier 1 300 MWe engagé en 2021 se poursuit avec l'ASNR.

Le 1er juillet 2025, l'ASNR a pris position sur les conditions de la poursuite de l'exploitation des réacteurs 1 300 MW au-delà de leur 4e réexamen périodique, au vu des conclusions de la phase générique de ce réexamen, et fixé les prescriptions associées. Ces dispositions génériques seront complétées de dispositions spécifiques à chaque réacteur après la remise au ministère en charge de la sûreté nucléaire et à l'ASNR du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur.

EDF a engagé en janvier 2026 la première réalisation d'une VD4 sur le palier 1 300 MWe sur la tête de série (TTS) sur le réacteur n° 1 de Paluel.

Par ailleurs, le Conseil d'administration a approuvé le 28 juillet 2021 l'allongement dans les comptes consolidés de 40 ans à 50 ans de la durée d'amortissement des centrales du palier 1 300 MWe. Cette estimation comptable ne préjuge pas des positions de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection concernant la poursuite d'exploitation qui seront données réacteur par réacteur après chaque visite décennale, comme prévu par la loi.

Palier 1 450 MWe

L'instruction du 3e réexamen périodique du palier 1 450 MWe a été initiée avec l'ASN avec une tête de série (TTS) prévue en 2029. La durée d'amortissement du palier 1 450 MW est, à ce stade, maintenue à 40 ans. Son allongement ultérieur reste un objectif industriel du Groupe.

De 50 à 60 ans

Le 13 juin 2023, l'ASN a rendu un avis sur les perspectives de poursuite du fonctionnement des réacteurs électronucléaires d'EDF jusqu'à leurs 60 ans.

Les études du 5e réexamen périodique du palier 900 MWe ont été lancées fin 2022 avec une TTS prévue en 2029. Ces études intègrent l'enjeu majeur de l'adaptation au changement climatique et une vérification approfondie de la conformité des installations et des impacts potentiels liés au vieillissement.

À l'issue de la consultation lancée fin octobre 2024 auprès du public, l'ASNR a pris position le 10 décembre 2024 sur les orientations générales retenues par EDF pour ce 5e réexamen périodique, qu'elle considère comme pertinentes et cohérentes avec l'état actuel des connaissances. Ce cinquième réexamen périodique doit permettre de consolider les améliorations importantes en matière de sûreté apportées aux réacteurs lors de leur 4e réexamen périodique et de renforcer la prise en compte des effets du changement climatique.

À l'issue de l'instruction qu'elle poursuit, l'ASNR prendra position en 2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MWe pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen.

Au-delà de 60 ans

Une réflexion « long terme » sur la poursuite du fonctionnement du parc au-delà de 60 ans a été engagée en 2023. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASNR qui prendra position fin 2026 après une phase d'expertise et d'instruction respectivement en 2025 et 2026.

Le travail est orienté sur les enjeux de vieillissement. Il couvre aussi l'identification des besoins de R&D et de développement scientifiques et méthodologiques. Il est également nourri d'échanges internationaux intenses avec d'autres exploitants nucléaires ainsi qu'avec les centres d'expertises qui font référence.

Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

Le 22 janvier 2015, le Conseil d'administration d'EDF a approuvé le principe du programme du « Grand Carénage ». Il est destiné à assurer les opérations de rénovation de gros matériels, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées après l'accident de Fukushima.

Ce programme industriel est déployé progressivement, dans le respect :

- des objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte ;
- des Programmations pluriannuelles de l'énergie ;
- des avis et prescriptions de l'ASNR ;
- des procédures spécifiques liées au fonctionnement des réacteurs au-delà de 40 ans.

Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a pris acte de l'achèvement, au 31 décembre 2021, de la première phase du programme Grand Carénage et a approuvé le principe de poursuivre le Programme, avec une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASNR, notamment sur les VD 4 900 MW et 1 300 MW, et le lancement de la phase Études de la VD 5 900 MW.

Coût du programme

Les investissements sur la période 2022 à 2028, phase 2 du Grand Carénage, ont été réestimés fin 2025, à 36,3 Mds€ courants, soit 32,6 Mds€$_{2021}$. En 2025, le montant total des investissements s'élève à 5,0 Mds€. Ces montants incluent le coût des travaux relatifs à la corrosion sous contrainte réalisés à hauteur de 1,3 Md€ courants (1,2 Md€$_{2021}$) sur la période 2022-2025.

Les travaux industriels se poursuivront au-delà de 2028. Les dépenses d'investissement resteront élevées au-delà de cette date.

C - Les enjeux liés au démantèlement des centrales

En sa qualité d'exploitant, EDF assume la responsabilité réglementaire, financière et technique du démantèlement de ses centrales et de ses autres installations nucléaires (1). EDF assure ainsi la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie de ses moyens de production nucléaire.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable au démantèlement des installations nucléaires

Le démantèlement d'une INB est prescrit par décret, pris après avis de l'ASNR et après accomplissement d'une enquête publique. Le décret fixe les caractéristiques du démantèlement, son délai de réalisation et, le cas échéant, les opérations à la charge de l'exploitant après le démantèlement.

Le scénario de référence adopté par EDF depuis 2001 est un démantèlement sans période intentionnelle d'attente pour décroissance radioactive, en cohérence avec la réglementation française qui impose un démantèlement « dans un délai aussi court que possible » après la mise à l'arrêt définitif et ce, dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés par les dispositions légales et réglementaires en vigueur.

(1) BCOT (Base chaude opérationnelle du Tricastin), silos de Saint-Laurent, ICEDA, etc.

Le processus réglementaire du démantèlement se caractérise par :

- une déclaration d'arrêt définitif au moins deux ans avant la date d'arrêt envisagée et présentant les opérations préparatoires au démantèlement prévues ;
- un dossier de démantèlement, déposé dans les deux ans après la déclaration d'arrêt définitif, conduisant, après instruction par les autorités et une enquête publique, à un décret prescrivant le démantèlement de l'installation ;
- des éventuels points d'étape clés dont l'engagement est soumis à l'accord de l'ASNR, sur la base d'un dossier comprenant une révision du référentiel de sûreté propre aux opérations de démantèlement envisagées ;
- enfin, une fois les opérations de démantèlement et d'assainissement terminées et l'état final visé atteint, le « déclassement » de l'installation la faisant sortir du régime juridique des installations nucléaires de base.

À date, 11 réacteurs sont à l'arrêt définitif, de quatre technologies différentes :

- trois réacteurs à eau pressurisée (REP) : un sur le site de Chooz (Chooz A) et deux sur le site de Fessenheim ;
- le réacteur à eau lourde (REL) de Brennilis ;
- le réacteur à neutrons rapides (RNR) Superphénix sur le site de Creys-Malville ;
- les six réacteurs de la filière uranium naturel – graphite gaz (UNGG) de Bugey, Saint-Laurent et Chinon.

Ces sites demeurant la propriété d'EDF, ils restent placés sous sa responsabilité et sa surveillance. Dans le cadre de son rôle d'exploitant responsable, EDF assure la maîtrise d'ouvrage du démantèlement.

EDF retient une durée d'environ quinze ans sans marge pour le démantèlement d'un réacteur de type REP.

Le démantèlement des 9 réacteurs d'EDF historiquement mis à l'arrêt définitif (programme « première génération ») produira environ 1,5 million de tonnes de déchets primaires. 80 % des déchets sont non radioactifs. Les 20 % restants correspondent à des déchets de très faible à moyenne activité dont 8 % sont à vie longue. Aucun n'est à haute activité.

Le démantèlement des deux réacteurs de Fessenheim produira 380 000 tonnes de déchets. 95 % de ces déchets sont non radioactifs.

Les filières existantes pour la prise en charge des déchets à vie courte TFA et FMA ont été complétées par l'installation ICEDA pour le conditionnement et l'entreposage des déchets activés d'exploitation et de démantèlement de moyenne activité à vie longue (MAVL) [1].

Le dispositif de la prise en charge des déchets issus du démantèlement reste à compléter par la mise en place du centre de stockage des déchets FAVL. Voir la section 1.4.1.1.2.3-A « Les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire », paragraphe « Déchets de faible activité à vie longue (FAVL) ». Par ailleurs, dans le cadre des opérations de démantèlement des réacteurs UNGG, il est prévu la construction d'un entreposage pour les chemises [2] FAVL des silos de Saint-Laurent dans l'attente de la disponibilité d'un exutoire définitif (pour rappel, première sortie du graphite réacteur Chinon A2 à l'horizon 2045).

Chooz A

Chooz A est un réacteur à eau pressurisée, d'une technologie analogue aux 57 tranches en exploitation. Il a été mis en service en 1967 et a fonctionné jusqu'en 1991. La situation du réacteur, dans une caverne rocheuse à flanc de colline, crée des conditions d'accès, d'entrée et sortie des matériels et de gestion des effluents plus complexes que celles du reste du parc REP existant.

Jusqu'en 2022, le chantier de démantèlement sous eau de la cuve de Chooz A et de ses structures internes (démarré en 2017) a fait face à des difficultés. La crise sanitaire a fortement impacté le chantier, notamment du fait de l'arrêt de la filtration pendant le confinement de 2020, conduisant à la formation de matière organique et en conséquence une turbidité élevée de l'eau. Par ailleurs, les nombreuses indisponibilités du pont de manutention nécessaire pour lever la cuve et la sortir de son puits de béton, ont conduit à décider d'une rénovation complète de ce pont, traitant les problèmes d'obsolescence et garantissant une requalification compatible avec la masse de la cuve du réacteur.

Le chantier a progressé significativement en 2023 et 2024 :

- vidange de la piscine après découpe des structures internes de la cuve ;
- découpe des tubulures des tuyauteries primaires, préalable à la levée de la cuve ;
- rénovation du pont de manutention de la caverne réacteur.

En 2025, les travaux ont franchi une nouvelle étape majeure avec la levée de la cuve (extraction du puits en béton dans laquelle elle est installée) et son transfert sur le stand de transit. Les opérations préalables à la découpe sont actuellement en cours, notamment la mise en place de l'étanchéité du fond de la piscine à l'aide d'un joint polymérisé et le début de la découpe du calorifuge.

Afin de garantir que le scénario de démantèlement — et plus particulièrement le calendrier de l'étape intermédiaire (« étape 1 » : démantèlement électromécanique et assainissement des structures) — demeure conforme aux dispositions du décret de démantèlement de Chooz A, un dossier de demande de modification du décret au titre de l'article R. 593-48 du Code de l'environnement a été officiellement déposé en décembre 2025. À date, la fin du chantier de démantèlement de la cuve est prévue en 2027.

Par ailleurs, un accord de collaboration entre EDF et le CNRS sur le projet de réutilisation des cavernes pour la recherche sur les neutrinos, à l'issue du démantèlement des installations, a été signé le 7 septembre 2022 permettant de valoriser la configuration particulière de ces installations.

Fessenheim

Les réacteurs n° 1 et n° 2 de la centrale ont été définitivement arrêtés respectivement le 22 février 2020 et le 30 juin 2020. Ces arrêts ont été suivis par l'engagement des opérations de fin d'exploitation (vidange des circuits, évacuation du bore, évacuation du combustible) et de préparation du démantèlement (condamnation et dépose de certains matériels et fonctions supports, décontamination des circuits primaires...).

Le 1er septembre 2023, la responsabilité du site de Fessenheim a été transférée de la DPN (Division Production Nucléaire) à la DP2D (Direction Projets Déconstruction Déchets).

La totalité du combustible usé a été évacuée du site vers La Hague en un peu plus de 2 ans, ce qui constitue une très belle performance. Ainsi, 99,9 % de la radioactivité a été retirée du site et la première évacuation industrielle de déchets activés d'exploitation vers ICEDA a eu lieu. Une opération de décontamination des circuits primaires de grande ampleur (Full System Decontamination : FSD) a été réalisée sur les 2 réacteurs. Elle s'est terminée en juin 2023.

Le traitement des parties supérieures des générateurs de vapeur (GV) usés (GV issus de leur remplacement réalisé lors de l'exploitation des unités 1 & 2) a été réalisé en Suède. Le transfert en Suède des trois premières parties inférieures a été effectué en octobre 2025 après l'obtention de l'accord multilatéral des autorités de sûreté des pays traversés par le transport. Le transfert des trois dernières parties inférieures est prévu mi 2026.

Les travaux de démantèlement électromécanique d'une partie de la salle des machines, en vue de sa reconfiguration en installation de découplage et de transit des déchets radioactifs, sont terminés et les travaux de reconfiguration sont en cours.

Concernant le décret prescrivant les opérations de démantèlement, dont l'obtention marquera le début de la phase de démantèlement, d'importantes étapes ont été franchies, notamment : le dépôt du dossier de demande de démantèlement de la centrale en décembre 2020 auprès

(1) Voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », paragraphe « ICEDA : l'installation de conditionnement et d'entreposage de déchets activés ».
(2) Les « chemises graphite » proviennent de l'exploitation de l'ancienne filière française des réacteurs uranium naturel graphite gaz (UNGG). Ce sont des enveloppes cylindriques creuses en graphite qui entouraient l'élément combustible.

du ministre de la Transition écologique et de l'ASN, la tenue du GP (groupe permanent) le 22 juin 2023, l'enquête publique (du 25 mars au 30 avril 2024) à la suite de laquelle la commission d'enquête et la préfecture ont rendu un avis favorable.

Selon le calendrier en cours, la publication du décret de démantèlement des installations de Fessenheim est attendue au premier trimestre 2026 et sa prise d'effet au 2e trimestre 2026 après l'accord de l'ASNR sur les règles générales d'exploitation applicables en démantèlement.

La trajectoire des activités de préparation au démantèlement est conforme au planning prévisionnel avec un avancement de 96 % fin 2025 et permettra d'atteindre au premier semestre 2026 l'état initial de démantèlement requis par le décret : adaptation ou rénovation des fonctions support au démantèlement (électricité, ventilation-chauffage, manutention), nouvelles installations et outils en préparation du démantèlement, mise à jour de la documentation d'exploitation conformément au nouveau référentiel lié au décret.

Brennilis

La réalisation des travaux de démantèlement inclus dans le périmètre du décret autorisant le démantèlement partiel est terminée. Le site mène désormais les travaux de préparation de l'étape suivante qui concernera la cuve du réacteur. Les travaux de cette nouvelle étape sont réalisés sous couvert du décret dit de « démantèlement complet » publié le 26 septembre 2023 et dont la prise d'effet a été marquée en juin 2024 par l'approbation des nouvelles règles générales d'exploitation par l'ASN.

En 2025, les travaux de désamiantage se sont achevés sur une des deux faces de chargement du bloc réacteur, à partir desquelles seront menées les opérations d'extraction des canaux combustibles de la cuve devant débuter en 2027. Par ailleurs, le montage des aménagements (charpente métallique, ateliers de travail et de conditionnement des déchets) du chantier de démantèlement des circuits périphériques de la cuve se termine. Les premières découpes du voile béton pour créer les ouvertures du Bloc Réacteur permettant l'accès aux circuits périphériques ont été réalisées en décembre 2025. Le début des découpes de ces circuits est prévu en 2026.

Creys-Malville

Après l'extraction des bouchons assurant le confinement de la cuve du réacteur, la mise en place de la plateforme SCOT (structure de confinement tournante) et la mise en service de l'atelier robotisé, les découpes des internes de cuve ont démarré en 2024.

Fin 2025, le faux sommier (première partie des internes de cuve) a été totalement découpé et conditionné en colis de déchets et la seconde partie a été extraite et est en cours de découpe. Il s'agit du sommier, pièce métallique qui supportait les éléments combustibles et qui constituait la dernière pièce massive pouvant être retirée de l'intérieur de la cuve pour être démantelée dans un atelier annexe. L'opération de découpe est ralentie par un retard sur la remise en état de la chaîne d'évacuation des conteneurs de déchet R73 propres à transporter ce type de déchets. En parallèle, les travaux à l'intérieur du bâtiment réacteur se poursuivent avec notamment l'introduction de la Machine de Découpe des Internes (MADI) dans la cuve et le démarrage de la phase d'essais préalable à la découpe des structures internes fixes de la cuve, la fin du démantèlement du petit bouchon tournant et le début des travaux de démantèlement du puits de cuve et de la cuve de sécurité.

Dans les bâtiments périphériques, les travaux de démantèlement dans les bâtiments des générateurs de vapeur ont débuté en 2025 et se poursuivront jusqu'en 2030.

Réacteurs UNGG

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG a été profondément revue fin 2015 avec en particulier le passage d'un démantèlement sous eau à un démantèlement sous air. Elle prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré ;
- la qualification des outils et de la plateforme de téléopération au sein du démonstrateur Industriel implanté près de Chinon ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2, et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs afin de prendre en compte le retour d'expérience du premier chantier avant généralisation.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs entre 2063 et 2093, selon les réacteurs.

La mise à jour du scénario industriel du démantèlement des centrales de première génération, en particulier celui relatif aux UNGG, avait conduit à augmenter la provision de 590 M€ au 31 décembre 2015.

Dans le courrier d'accompagnement des décisions du 17 mars 2020 qui conforte les choix techniques réalisés, l'ASN estime qu'EDF devrait s'attacher à raccourcir le calendrier de réalisation des opérations *« au regard de l'obligation législative de démantèlement dans un délai aussi court que possible pour chaque réacteur »*. EDF a confirmé la démarche mise en œuvre de réinterrogations périodiques du planning sur la base des résultats obtenus sur le démonstrateur industriel et sur le premier réacteur. À ce stade, l'absence d'élément nouveau n'a pas permis une optimisation de planning.

Les travaux de construction du démonstrateur Industriel se sont terminés en fin d'année 2021. Les premiers essais ont été réalisés en septembre 2022 sur le développement des outils qui permettront la « reprise de briques de graphite » dans les réacteurs, et la conception progressive des bras robotisés nécessaires au démantèlement des réacteurs UNGG avance. Ainsi la fabrication de la partie mécanique du premier bras de télé-opération a été achevée en 2025 dans les délais prévus. Il reste à monter la partie hydraulique sur le bras et la réalisation des tests d'ensemble.

Le programme d'essais avance comme prévu avec un bilan présenté annuellement à l'ASNR.

À la suite de l'inspection sur « le pilotage des projets complexes » qui s'est terminée en novembre 2020, les réponses et prises d'engagements d'EDF ont été transmises en mai 2022 à l'ASN.

D'un point de vue réglementaire, le dossier de demande d'autorisation de démantèlement des silos du site de Saint-Laurent a été transmis électroniquement à l'ASN le 30 septembre 2022. Le dépôt des dossiers de démantèlement pour Chinon A2, A1 et des dossiers de modification substantielle des décrets de Chinon A3, Saint-Laurent A, et Bugey 1 a été réalisé le 15 décembre 2022, conformément aux décisions ASN de mars 2020. Une mise à jour de l'ensemble de ces dossiers a été envoyée par EDF en février 2024 en réponse aux demandes émises par la Mission de la sûreté nucléaire et de la radioprotection (MSNR) dans le cadre de l'analyse de recevabilité. L'enclenchement de l'instruction de ces dossiers par l'ASN et l'IRSN a eu lieu le 25 novembre 2024 en vue d'un groupe permanent qui a eu lieu en mars 2026. En 2025, trois instructions ont été menées en parallèle sur les dossiers de démantèlement :

- l'expertise technique de la branche de l'ASNR/DES ;
- une mise à l'épreuve de l'échéancier de démantèlement par l'ASNR/DRC, en particulier via une inspection de 3 jours à Lyon et sur site donnant lieu à une lettre de suite et une appréciation positive de l'ASNR : « *Ainsi, à l'issue de cette inspection, les inspecteurs ont un niveau de confiance élevé dans la capacité d'EDF à développer les essais de "dérisquage" au sein du DI, à démanteler la tête de série des réacteurs UNGG ainsi que les réacteurs prévus par la suite.* » ;
- une expertise de l'état environnemental (chimique et radiologique) des sols et des eaux souterraines par un Groupe de Travail *ad hoc* piloté par le GP DEM.

Le projet de rapport d'expertise de l'ASNR/DES a été communiqué à EDF mi-novembre 2025.

Les instructions sont menées globalement de manière transverse même si des demandes spécifiques peuvent être faites notamment sur la « tête de série » Chinon A2.

En parallèle, les opérations de démantèlement autour des caissons réacteurs se poursuivent sur l'ensemble des trois sites.

Sur le site du Bugey 1, les bâtiments électriques ont été démolis, permettant d'atteindre 27 % de surfaces déconstruites par rapport à l'objectif de la mise en configuration de sécurité (*i.e.* déconstruire l'ensemble des surfaces hors bâtiment réacteurs et locaux nécessaires au démantèlement du bâtiment réacteur). La salle des machines a été désamiantée en 2023, par le retrait de plusieurs centaines de fourreaux amiantés intégrés dans le génie civil. Le 29 septembre 2025, la station d'entreposage des effluents a été mise en service en marche industrielle.

Sur Chinon A2, les viroles (tronçons de circuit primaire) de l'ensemble des quatre locaux échangeurs ont été évacuées des bâtiments en vue d'une fusion par Cyclife-France. Un programme d'investigations visant à caractériser finement l'installation est en cours avec, en particulier, en 2025 la réalisation du scan du ciel du réacteur permettant sa modélisation précise.

Le chantier de démantèlement des échangeurs de Chinon A3 est terminé : 5 200 tonnes de circuit métallique ont été démantelées après 12 ans de travaux.

Sur Saint-Laurent A2, le chantier de démantèlement hors caisson a pu reprendre au second trimestre 2024 après renforcement de la maîtrise du risque plomb. Les bonnes cadences industrielles ont permis d'atteindre le jalon de fin de démantèlement des circuits situés sous le caisson réacteur début décembre 2024. Les travaux de démantèlement électro-mécanique se poursuivent notamment dans les « locaux piscine » (dans lesquels se trouvaient les piscines d'entreposage du combustible).

Les coûts de démantèlement et les actifs constitués pour la couverture des engagements nucléaires de long terme

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de démantèlement, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations ainsi que la sécurité des sites [1]. Les opérations de démantèlement visent à remettre les sites en état et à permettre une réutilisation des terrains pour un usage industriel.

L'article L. 594-2 du Code de l'environnement et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne relèvent pas du cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés [2]. Ainsi, des actifs dédiés ont été progressivement constitués depuis 1999 [3].

L'audit externe mandaté par la Direction générale du Trésor et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) sur « les charges de démantèlement des installations actuellement à l'arrêt définitif et la prise en charge des déchets radioactifs issus de ces installations » s'est tenu de décembre 2020 à mai 2021, conformément au courrier de prescription reçu le 5 juin 2020 de la DGEC. Le périmètre de cet audit concerne les installations historiques arrêtées hors technologie REP, à savoir Superphénix, Brennilis et les 6 réacteurs UNGG. Le rapport d'audit définitif a été remis à la partie auditée le 9 juillet 2021. La lettre de suite de la DGEC a été émise le 22 novembre 2021 et le rapport d'audit a été mis en ligne sur le site du ministère.

Le rapport souligne *« une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement »*, un *« processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine »* et *« une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants »*. Enfin, le rapport confirme que *« les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité »* et leur *« dimensionnement adéquat »* au travers d'une mise à l'épreuve le dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Au-delà de la maîtrise actuelle des processus et des organisations, deux écarts mineurs de faible matérialité ont été signalés (et corrigés lors de la révision des devis à fin 2021). Des points de progrès ont été identifiés autour de la planification projet, la mesure du niveau de maturité des projets et le processus de quantification des risques et incertitudes. Ils ne sont pas de nature à remettre en cause l'évaluation prudente des charges de démantèlement et gestion des déchets associées. Le rapport d'audit souligne également un ensemble de bonnes pratiques rarement mises en œuvre dans le cadre de projets de démantèlement.

Le courrier de réponse à cette lettre de suite a été transmis le 21 février 2022, donnant lieu à la mise en place d'un plan d'action relatif aux points de progrès précités. L'intégralité des actions a été réalisée à fin 2024.

1.4.1.1.3 Projets « Nouveau Nucléaire »

Concernant les risques associés à ces projets, voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

1.4.1.1.3.1 Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 en France

Les travaux menés par EDF et Framatome sur un projet de nouveau modèle d'EPR ont permis d'élaborer, fin 2017, la configuration technique d'un modèle « EPR2 » qui pourrait, à terme, élargir l'offre de la filière nucléaire française en France et à l'export. EPR2 est une version optimisée de l'EPR, qui se place dans la continuité industrielle de l'EPR en intégrant le retour d'expérience des chantiers EPR et des centrales en exploitation.

EDF a remis un dossier complet sur un programme de renouvellement des installations nucléaires en France à l'État, en mai 2021 (« proposition d'EDF avec la filière nucléaire pour un programme de nouveaux réacteurs en France »). Ce dossier repose sur l'exécution d'un programme de 3 paires d'EPR2 successivement à Penly, à Gravelines et à proximité du Bugey et la poursuite des études de faisabilité pour la construction et l'exploitation par EDF de 8 EPR2 additionnels sur d'autres sites nucléaires.

Le Conseil de politique nucléaire du 17 mars 2025 a examiné les grands principes du schéma de financement et de régulation envisagé et a annoncé l'orientation d'un prêt de l'État bonifié couvrant au moins la moitié des coûts de construction, d'un contrat pour différence sur la production nucléaire et d'un partage des risques entre EDF et l'État. Ces mesures ont fait l'objet d'un accord de principe entre l'État et EDF sur les bases susvisées ; elles restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définie dans le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement (FID) d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025, et la Commission européenne a adopté le 31 mars 2026 la décision d'ouverture de la procédure formelle d'examen [4].

EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025 [5] le devis prévisionnel du programme de construction des 6 EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 Mds€$_{2020}$ et été audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Le Conseil de politique nucléaire du 12 mars 2026 a pris acte des conclusions de cet audit et a demandé à EDF de mettre en œuvre les préconisations identifiées d'ici la fin de l'année 2026 et d'en rendre compte dans le cadre du suivi assuré par la DINN. Il a également confirmé les grands principes et les grands paramètres du schéma de financement et de régulation du programme EPR2.

Dans l'attente de la FID en 2026, le Conseil d'administration a autorisé EDF à poursuivre le développement du programme, avec pour l'année 2026 une enveloppe budgétaire de 2,7 Mds€. L'objectif de mise en service du premier réacteur à Penly est fixé à 2038, avec un cadencement de 12 à 18 mois pour la mise en service des réacteurs suivants.

(1) Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés ».
(2) Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14.1.3 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF ».
(3) Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14.1.2.2 « Allocation stratégique et composition des actifs dédiés ».
(4) Voir le communique de presse de la Commission européenne du 31 mars 2026.
(5) Voir le communiqué de presse d'EDF du 18 décembre 2025 « EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 Mds€ ».

Gouvernance

Conformément aux recommandations formulées par Jean-Martin Folz en 2019 [1] ainsi que celles de la Cour des comptes dans le rapport sur la filière EPR de l'été 2020, EDF a décidé de renforcer la gouvernance de la conception et construction des EPR2. Ainsi, EDF a notamment mis en place une nouvelle organisation qui sépare la maîtrise d'ouvrage (MOA) de la maîtrise d'œuvre (MOE). Cette organisation a été renforcée en 2024 dans le cadre de la réorganisation des activités nucléaires d'EDF décrite dans la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire ».

Cette dynamique se poursuit avec un positionnement renforcé de la MOA et une intégration d'Edvance et de l'équipe *Supply Chain* dans la MOE.

La MOA assure notamment l'ensemble des responsabilités clés suivantes :

- maîtriser les dimensions sûreté, qualité, délais et coûts des programmes Nouveau Nucléaire (EPR2 et SMR) ;
- sécuriser la rentabilité à terme des programmes ;
- piloter les programmes tant en phase de développement que d'exécution ;
- assurer la performance opérationnelle des programmes dans la durée ;
- assurer l'obtention des autorisations administratives, la gestion du foncier, l'intégration du projet dans les territoires et le pilotage des grands chantiers.

La MOE est en charge de la réalisation du projet, sur l'ensemble des phases de conception, procurement, construction et commissioning dans le respect des objectifs sûreté, qualité, coûts, délais et sécurité fixés par la MOA.

Point d'étape et perspectives

Les études de conception générale développées depuis 2018 ont été finalisées fin 2021. Cette étape a été précédée par la remise à l'ASN du rapport préliminaire de sûreté en février 2021 et par la clôture de l'instruction du dossier d'option de sûreté par l'ASN (courriers d'avril et de septembre 2021).

Depuis janvier 2022, une nouvelle séquence a été engagée autour de trois priorités :

- la poursuite des études d'ingénierie ; une revue de maturité technique a été organisée en 2023 sur les principaux bâtiments de l'îlot nucléaire. Cette revue a permis à EDF de bénéficier du retour d'expérience d'un comité d'experts indépendants sur le projet, afin de sécuriser les prochaines étapes du développement et de la construction des EPR2. Une deuxième revue s'est tenue mi-2024, qui a validé le franchissement du jalon de passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires. En 2025, les études se sont poursuivies avec notamment une décision d'accroître la taille d'un des bâtiments pour faciliter la manutention combustible et l'installation des équipements. Les revues de maturité du design se poursuivront au cours du premier semestre 2026 en vue de la FID ;
- une relation étroite avec les principaux partenaires pour disposer des retours des études des fournisseurs et leur donner la visibilité nécessaire à l'investissement dans les compétences et l'outil industriel ; le contrat génie civil principal de Penly a été signé en octobre 2023 ;
- la préparation des chantiers, en particulier les autorisations administratives et réglementaires :
  - concernant le site de Penly, EDF a saisi le 11 février 2022 la CNDP [2] pour le projet de création des 2 réacteurs EPR2 à Penly. Le débat public s'est tenu de fin octobre 2022 à fin février 2023, parallèlement à une concertation sur l'énergie menée par l'État. Le Conseil d'administration d'EDF du 28 juin 2023 a décidé la poursuite de la préparation du programme EPR2 et du projet de Penly, à la suite de quoi, les demandes de DAC et d'autorisation environnementale ont été déposées. En juin 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisée à réaliser des travaux préparatoires ; cette autorisation a fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État qui a été rejeté le 22 décembre 2025. Le projet de Penly a fait l'objet d'une reconnaissance d'intérêt général par décret du Conseil d'État le 25 janvier 2025,
  - les travaux préparatoires, débutés en 2024, se sont intensifiés en 2025 avec en particulier le renforcement de la digue existante, le déroctage de la falaise, la mise en place de bases vie provisoires et l'aménagement de parkings, l'agrandissement de la plateforme en mer, la vidange des anciennes fouilles, la construction du poste d'accès chantier et du parking d'entrée de site,
  - concernant le site de Gravelines, EDF a saisi le 22 novembre 2023 la CNDP pour le projet de création des deux réacteurs EPR2 à Gravelines. La CNDP a décidé, lors de sa séance plénière du 10 janvier 2024, l'organisation du débat public de Gravelines qui a débuté le 17 septembre 2024 et s'est terminé le 17 janvier 2025. Le Conseil d'administration d'EDF a décidé le 20 mai 2025 de poursuivre le projet de construction des deux EPR2 sur le site de Gravelines. Le projet est entré dans une phase structurante avec le lancement du dispositif « Grand Chantier » le 18 juin 2025, et a été reconnu d'intérêt général par un décret en Conseil d'État du 17 juillet 2025. Une Mise en compatibilité des documents d'urbanisme a été sollicitée et a donné lieu à concertation préalable à l'été 2025. EDF a initié à partir de septembre 2025 la concertation continue avec pour ambition de poursuivre l'information et le dialogue avec le public autour du projet dans la durée. EDF a déposé fin octobre une demande d'autorisation environnementale relative aux travaux préparatoires,
  - le débat public pour le site du Bugey a commencé le 28 janvier et s'est terminé le 15 mai 2025. EDF a annoncé le 30 septembre 2025 sa décision de poursuivre la préparation de son projet en y apportant des modifications sur la base des éléments recueillis, et de déposer les demandes d'autorisations administratives nécessaires à sa réalisation. La reconnaissance de Projet d'intérêt général a été sollicitée fin novembre 2025.

1.4.1.1.3.2 *Small Modular Reactors* (SMR)

Le groupe EDF poursuit sa stratégie d'offrir un réacteur modulaire de petite puissance de génération 3, dit SMR, avec sa filiale NUWARD, pour accompagner la transition énergétique et les besoins des industriels en Europe et à l'international dans la décennie 2030. La phase de *basic design* (ou avant-projet détaillé) de NUWARD s'est poursuivie au premier semestre 2024. Durant cette période, la conception et le positionnement marché ont pu être approfondis. Les enseignements obtenus ont conduit à faire évoluer sa stratégie conduisant à poursuivre le développement selon une nouvelle approche reposant exclusivement sur des briques technologiques éprouvées.

Cette orientation s'appuie sur les enseignements techniques, industriels et commerciaux accumulés par NUWARD ainsi que sur l'expérience du Groupe dans le nucléaire et la technologie à eau sous pression (REP). NUWARD vise un design simple et fortement modulaire réalisable en 5 ans.

En 2025, le *conceptual design* s'est poursuivi autour d'une plateforme multi-énergie de 1 150 MWth, pouvant délivrer jusqu'à 400 MWe ou jusqu'à 320 MWe et 290 MWth en mode cogénération, permettant l'atteinte d'un rendement global de 53 %. La fin du *conceptual design* est prévue pour mi-2026. En parallèle, NUWARD a poursuivi une stratégie de codéveloppement visant à faire entrer à son capital des industriels, des clients et des investisseurs financiers et à continuer de bénéficier du soutien de l'État.

NUWARD vise de développer sa première série de centrales par ses clients, dans le cadre d'un partenariat transfrontalier avec la France, l'Italie et la Pologne dans le cadre du PIEEC [3] Nucléaire.

(1) Rapport remis en octobre 2019 au ministre de l'Économie et des Finances et au Président-Directeur Général d'EDF.
(2) Commission nationale du débat public.
(3) Projet important d'intérêt européen commun.

1.4.1.1.3.3 Développements à l'international

Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy participe au projet de construction de deux réacteurs nucléaires sur le site de Hinkley Point avec China General Nuclear Power Corporation (CGN).

La société de projet Nuclear New Build assure la maîtrise d'ouvrage du projet.

La Direction Projets & Partenariats Industriels est en appui :

- du pilotage d'ensemble du projet et assure la circulation du Retour d'Expérience entre projets (au bénéfice de HPC et pour les projets suivants) ;
- de la surveillance des fabrications (via la Direction Supply Chain) ;
- de la construction et la préparation de la phase de *Commissioning* (via la Direction Construction & Essais).

Les filiales EDVANCE et EPR-Engineering, avec l'appui de la Direction Ingénierie, assurent les études de conception ainsi que le suivi des contrats.

Framatome fournit les composants et le contrôle commande, Arabelle Solutions la turbine.

EDF participe au projet de Sizewell C, construction de deux réacteurs EPR, à hauteur de 12,5 %, aux côtés du gouvernement britannique (44,9 %), de La Caisse (20 %), de Centrica (15 %) et d'Amber Infrastructure (7,6 %) (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »).

Par ailleurs, EDF est également actionnaire de Bradwell B à hauteur de 33,5 %, en partenariat avec CGN (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire »).

Inde

EDF a signé en mars 2018 un accord de coopération industrielle non engageant avec l'électricien national indien Nuclear Power Corp of India Ltd. (NPCIL) dit *Industrial Way Forward Agreement* (IFWA) pour la construction de 6 réacteurs EPR en Inde sur le site de Jaitapur. Cet accord définit le schéma industriel, les rôles et responsabilités des partenaires ainsi que les prochaines étapes du projet. Dans ce cadre, le groupe EDF et ses partenaires fourniraient l'ensemble des études et des équipements de l'îlot nucléaire, de l'îlot conventionnel, des systèmes auxiliaires ainsi que des sources froides et galeries. Il n'est pas prévu qu'EDF soit investisseur dans ce projet. Le client NPCIL en serait le chef de projet général, le constructeur et l'intégrateur en phase d'exécution.

Conformément au calendrier fixé par l'IWFA, EDF et ses partenaires ont remis une offre complète conditionnée non engageante à NPCIL fin 2018, suivie d'une offre technico-commerciale engageante en avril 2021. Depuis, EDF, avec le soutien du gouvernement français, poursuit ses échanges avec les parties prenantes indiennes dans le cadre d'une *Special Task Force* pilotée par les gouvernements respectifs. À terme, l'objectif est de pouvoir converger avec NPCIL sur les sujets technico-commerciaux en vue d'atteindre la signature dans un premier temps d'un accord engageant d'études d'ingénierie (Pre-Engineering Contract).

Pays-Bas

Les Pays-Bas ont opéré un basculement majeur dans leur politique énergétique en 2021. Alors qu'ils envisageaient initialement de fermer en 2033 leur unique centrale nucléaire à Borssele, le gouvernement a décidé de relancer le nucléaire pour répondre à deux impératifs : la réduction des émissions de CO_2 via la sortie des énergies fossiles, et la sécurisation de l'approvisionnement électrique, conformément aux objectifs climatiques européens et nationaux.

Le processus de sélection d'un partenaire pour construire une centrale de deux unités de large puissance a par ailleurs été engagé. Dans ce contexte, EDF a réalisé une *Technical Feasibility Study* rémunérée pour la construction de deux réacteurs EPR sur le site de Borssele, et participe aujourd'hui au dialogue compétitif piloté par le gouvernement néerlandais et par l'entité créée par ce dernier pour être en charge du développement du projet (NEO NL). La prochaine étape de ce processus conduira EDF et ses concurrents à définir avec NEO NL les contours d'un appel d'offres équitable et robuste. La sélection du partenaire est aujourd'hui prévue à l'horizon fin 2027/début 2028.

Pologne

La transition énergétique prévue en Pologne est la plus ambitieuse en Europe, le charbon représentant encore en 2024 54 % du mix électrique et 65 % du mix chaleur. Cette transition s'appuie principalement sur le développement de parcs éoliens *offshore* et sur un programme nucléaire, le plus important en Europe après le programme français : en cible, 6 à 9 GW de capacités nucléaires en service d'ici 2045. Le gouvernement polonais a ainsi invité, en juillet 2025, 4 pays (le Canada avec Atkins Realis, la Corée du Sud avec KHNP, la France avec EDF et les États-Unis avec Westinghouse) à participer au dialogue compétitif pour l'attribution de la réalisation de la seconde centrale nucléaire du pays, au centre de la Pologne.

Autres prospects clés

EDF vise le développement d'une flotte de réacteurs de forte puissance en Europe, plusieurs pays ayant pris la décision de lancer ou relancer des programmes de nouveau nucléaire sur le continent. EDF est ainsi en interaction avec la Finlande, la Suède, la Slovénie et d'autres pour la réalisation d'études préliminaires, visant à dérisquer les projets en amont de la remise d'offres formelles.

Par ailleurs, au Canada, EDF accompagne les opérateurs locaux (Ontario Power Generation et Bruce Power) dans leurs processus respectifs de développement de projets de large puissance en Ontario.

1.4.1.1.3.4 Transformation numérique de l'ingénierie nucléaire

Le Programme de Transformation de l'Ingénierie et Projet Nucléaire vise à transformer l'ingénierie nucléaire en profondeur et de manière durable afin d'améliorer sa maîtrise industrielle et sa compétitivité.

Il a notamment pour objectifs de :

- standardiser et simplifier les processus et les méthodes d'ingénierie, en intégrant les principes de l'ingénierie système, et les numériser pour évoluer vers une ingénierie numérique et des pratiques *datacentric* performantes ;
- standardiser les produits en s'appuyant sur des solutions éprouvées, fonder les offres à l'international sur ces produits standards et les répliquer d'un projet à l'autre ;
- refondre la relation avec la *supply chain*, en rationalisant le panel des fournisseurs, en responsabilisant ceux-ci, et en développant le fonctionnement en entreprise étendue ;
- intégrer le système d'information, autour de solutions de type PLM (Product Lifecycle Management), et assurer son interopérabilité avec le SI (Système d'information) des parties prenantes externes (clients, fournisseurs, autorités...) pour mettre en place un véritable écosystème numérique ;
- capitaliser plus efficacement les savoirs et savoir-faire et développer les compétences internes, tout en optimisant le recours au faire-faire.

1.4.1.1.4 Les activités liées à la production nucléaire : Framatome

Framatome [1] est un leader international de l'énergie nucléaire, détenu par EDF (80,5 %) et Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %).

La société est reconnue pour ses solutions innovantes et ses technologies à haute valeur ajoutée à destination du parc nucléaire mondial. Forte de son expertise reconnue, de solides références et de plus de 24 000 salariés, l'entreprise conçoit, fabrique, installe et assure la maintenance des composants et des combustibles, ainsi que des systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande pour les centrales nucléaires. En 2025, Framatome a recruté plus de 2 600 salariés pour maintenir et accroître ses compétences et assurer son développement.

Framatome dispose d'une présence industrielle significative en France, en Allemagne et aux États-Unis.

(1) Framatome, Framatome Healthcare, Framatome Defense, Framatome Space sont des marques commerciales ou des marques déposées de Framatome ou de ses filiales aux États-Unis ou dans d'autres pays.

La filiale allemande de Framatome a son siège social à Erlangen (Bavière). Avec plus de 2 500 salariés, elle est le deuxième site d'ingénierie le plus important de l'entreprise. Ses principales missions sont la maintenance, la prolongation et les activités de modernisation des centrales nucléaires dans le monde (notamment le contrôle-commande). Le site contribue également aux projets de construction de réacteurs EPR en France et en Grande-Bretagne, après avoir participé à la réalisation de réacteurs EPR en Finlande et en Chine. La filiale de Framatome, Advanced Nuclear Fuels GmbH (ANF), produit des assemblages de combustible destinés aux REP (réacteurs à eau pressurisée) et aux REB (réacteurs à eau bouillante).

La filiale américaine de Framatome a son siège social à Lynchburg (Virginie). Avec plus de 2 300 salariés, ses principales missions sont d'assurer la maintenance et la modernisation des centrales nucléaires nord-américaines (États-Unis et Canada) en exploitation, de leur fournir le combustible nécessaire, de soutenir la potentielle construction de nouvelles centrales et le redémarrage de centrales nucléaires à l'arrêt. Framatome détient également 50 % d'IsoGen Corp, une coentreprise créée avec Kinectrics Inc, qui se consacre à la production d'isotopes médicaux dans les réacteurs nucléaires exploités par Bruce Power au Canada.

Framatome est par ailleurs implantée industriellement ou commercialement dans plus de 20 pays dont l'Afrique du Sud, l'Argentine, la Belgique, le Brésil, la Bulgarie, le Canada, la Chine, la Corée du Sud, l'Espagne, la Finlande, la Hongrie, le Japon, le Kazakhstan, la République tchèque, la Roumanie, le Royaume-Uni, la Slovaquie, la Suisse et la Suède.

La stratégie de Framatome est centrée sur son cœur de métier de chaudiériste, fournissant et mettant en service la chaudière nucléaire, fournissant des services de maintenance et le combustible des réacteurs. Elle vise à proposer des solutions sûres et compétitives, à les industrialiser et à exécuter les projets dans le respect des critères qualité/coûts/délais fixés avec les clients.

La société dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. Elle intervient sur plus de 380 réacteurs nucléaires dans le monde. L'expérience de Framatome sur des réacteurs de tous types de technologies permet de répondre aux besoins spécifiques de ses clients partout dans le monde.

1.4.1.1.4.1 Activités de Framatome

Bénéficiant d'une expérience de plus de 65 ans dans la conception et la construction de centrales nucléaires, Framatome s'appuie sur une expertise reconnue, avec notamment des ingénieurs et des opérateurs hautement qualifiés.

Ingénierie

Les experts de Framatome sont spécialisés dans la conception des principaux équipements des chaudières nucléaires, la métallurgie et la mécanique, la neutronique, les calculs scientifiques, la mécanique des fluides et les analyses de risques et de sûreté. Les prestations de Framatome en ingénierie incluent le cœur de la centrale, dit « îlot nucléaire » et les principaux composants du circuit primaire. Il s'agit notamment des générateurs de vapeur, des pompes, du pressuriseur et de la cuve du réacteur nucléaire.

Ses spécialistes et techniciens interviennent notamment pour des projets majeurs de construction de nouveaux réacteurs de type EPR, ainsi que sur le développement de réacteurs de type SMR et Génération IV.

Fabrication d'équipements

Les grands composants de Framatome équipent plus de 100 centrales dans 11 pays. Dans ses usines du Creusot, de Saint-Marcel, de Jeumont, de Montbard, en France, Framatome produit, pour des électriciens du monde entier, les équipements clés de la chaudière nucléaire. Ils sont destinés à équiper les centrales en construction ou à remplacer ceux des centrales en exploitation. L'entreprise fabrique des équipements lourds (cuves de réacteur, générateurs de vapeur, etc.) et mobiles (groupes motopompes primaires et mécanismes de commande de grappes) de haute technicité.

En 2025, l'entreprise a poursuivi la montée en puissance des fabrications de son usine de Saint-Marcel, spécialisée dans la fabrication de composants lourds. L'usine fournit les principaux composants forgés pour des projets de nouvelles constructions notamment pour le projet de réacteurs EPR d'Hinkley Point C au Royaume-Uni, et a démarré la production des composants pour les programmes EPR2 en France et EPR Sizewell C au Royaume-Uni. Elle fournit également des pièces pour des composants de remplacement pour les réacteurs en exploitation.

Les acquisitions, en 2024, de Jeumont Electric et de Vanatome, ainsi que les acquisitions en 2025 de Velan France (devenu Valserve) et Segault, ainsi que la prise de participation dans Selectarc, viennent sécuriser la chaîne d'approvisionnements de Framatome et renforcer sa capacité et performance industrielles pour les secteurs du nucléaire et de la défense.

Systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande

Framatome conçoit, réalise et installe des solutions d'instrumentation nucléaire et de contrôle-commande fiables pour des centrales en exploitation ou en construction. Ses solutions analogiques ou digitales comportent, en particulier, des systèmes de contrôle-commande de sûreté, des systèmes de contrôle-commande opérationnel, de l'instrumentation nucléaire, des solutions de maintien en condition opérationnelle, des simulateurs à l'expertise internationale en ingénierie du contrôle-commande, de la conception d'interface homme-machine et de l'ingénierie des facteurs humains. Framatome a installé plus de 300 systèmes d'instrumentation et de contrôle-commande complets sur des réacteurs de tous types dans le monde.

Combustibles

Framatome assure la conception, le développement et la fabrication des assemblages de combustibles pour des réacteurs à eau pressurisée, des réacteurs à eau bouillante et des réacteurs de recherche. La société intervient sur l'ensemble du processus : de la conception de l'assemblage à la production du zirconium et de ses alliages (un matériau clé dans la production de combustibles) en passant par la fabrication et les services associés, jusqu'aux interventions dans les centrales nucléaires.

L'entreprise réalise les calculs permettant d'améliorer la gestion et la performance de ses assemblages, tout en répondant aux exigences de sûreté les plus élevées. Près de 260 000 assemblages combustibles de Framatome ont été chargés dans plus de 200 réacteurs en exploitation dans le monde.

Mise en service et autorisation d'exploitation des centrales nucléaires

Framatome a acquis une expérience internationale au contact des autorités de sûreté pour tous les types de réacteurs existants dans le monde. L'entreprise vient ainsi en soutien aux exploitants dans leurs relations avec leur autorité de sûreté et dans l'application de la réglementation existante dans leur pays d'implantation.

En France, Framatome a développé une expertise dans l'application de l'arrêté relatif aux équipements sous pression nucléaires (ESPN).

La société met par ailleurs à disposition de ses clients internationaux des centres techniques où sont réalisés, chaque année, de nombreux essais pour qualifier leurs équipements. Elle les accompagne dans la préparation des études de qualification et dans la préparation de la documentation associée.

Maintenance, modernisation et poursuite de l'exploitation des centrales en service

Framatome propose des solutions et des services innovants pour maintenir et moderniser les centrales nucléaires existantes ainsi que pour prolonger leur durée d'exploitation, tout en garantissant leur sûreté, leur performance et leur disponibilité. Framatome s'appuie sur plus de 65 ans d'expérience internationale appliquée à tous types de technologies et à la maintenance de plus de 300 réacteurs dans le monde. Ses équipes apportent leurs savoir-faire et leurs connaissances des exigences en matière de maintenance, de remplacement de composants, d'inspections et de contrôles, d'opérations de rechargement du combustible, ou encore d'optimisation de la gestion des arrêts des réacteurs pour maintenance. Ses activités couvrent notamment la gestion des équipements et des pièces de rechange, la modernisation du contrôle-commande et de l'instrumentation ainsi que les services de chimie et de radiochimie.

Conduite des grands projets

Framatome participe à la réalisation de projets de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, de la conception aux approvisionnements et à leur mise en service. Ses équipes sont mobilisées pour répondre aux standards de sécurité internationaux les plus stricts et pour satisfaire les demandes de ses clients en s'appuyant sur ses savoir-faire en conduite de projets complexes. Dans le cadre de nouvelles constructions, l'entreprise propose des solutions sur le périmètre de l'îlot nucléaire.

Framatome participe, en qualité de concepteur de l'équipement, à la maintenance des 4 réacteurs EPR en service dans le monde : Chine (Taishan 1 & 2), Finlande (Olkiluoto 3) et France (Flamanville 3).

Framatome participe aux côtés d'EDF à la construction des projets EPR en France (Programme EPR2) et au Royaume-Uni (Hinkley Point C 1 & 2 et Sizewell C 1 & 2).

EDF et Framatome ont une filiale d'ingénierie commune, Edvance, créée en 2017, dédiée aux projets de construction de nouvelles centrales nucléaires en France et dans le monde.

1.4.1.1.4.2 Principales réalisations de Framatome en 2025

L'exécution des projets a été maîtrisée conformément aux engagements contractuels et les actions d'optimisation des coûts de structure se sont poursuivies. La production des usines a été conforme aux engagements pris vis-à-vis des clients en dépit de tensions sur les chaînes d'approvisionnement.

Plusieurs opérations de remplacement de composants primaires se sont déroulées : sur le parc français, pour le compte d'EDF, avec l'opération de remplacement de générateurs de vapeur (RGV) de la tranche 2 du CNPE de Flamanville, qui s'étendra jusqu'au second trimestre 2026 ; au Canada, pour le compte de Bruce Power (Bruce Power Unité 3).

Framatome a poursuivi sa croissance sur la base installée du marché nord-américain dans un environnement toujours actif et fortement concurrentiel. Par ailleurs, les livraisons d'équipements pour le projet Angra 3 au Brésil ont été suspendues, compte tenu des difficultés de paiement du client Electrobras.

L'activité contrôle-commande a poursuivi sa croissance, entraînée en France, en Grande-Bretagne et en Europe et aux États-Unis, par des projets de nouvelles constructions, de rénovation et des activités de services dynamiques.

En 2025, Framatome a pris la décision de consolider l'ensemble de ses activités commerciales en cybersécurité au sein de l'activité contrôle-commande I&C afin de mutualiser ses compétences et mettre en place une stratégie cybersécurité unifiée, dans un contexte de croissance des besoins en cybersécurité des acteurs du nucléaire et des industries critiques.

Les filiales Allentis (Surveillance et détection réseau), Cyberwatch (Gestion de vulnérabilités) et Foxguard (Intégrateur cybersécurité industriel et fournisseur de systèmes informatiques customisés) sont désormais rattachées à la Business Line Framatome Cybersecurity, au sein de la *Business unit* I&C.

Les activités de conduite des grands projets et de fabrication de composants ont été soutenues :

En France

- Pour l'EPR de Flamanville 3, après la connexion au réseau le 21 décembre 2024, le projet a franchi, en 2025, plusieurs étapes majeures : la fin de la phase d'essais DEM33 (essais à puissance nulle et montée progressive jusqu'à 60 %) en novembre 2025 et le déroulement de la dernière phase d'essais DEM34 (montée en puissance jusqu'à 100 % de puissance et vérification du comportement du cœur et des systèmes primaires) qui est en cours depuis décembre, avec l'atteinte de 100 % de puissance le 14 décembre 2025.
- Pour EPR2, Framatome a démarré la fabrication du Groupe Moto Pompe Primaire (GMPP) U1 EPR2 en septembre 2025. Par ailleurs, la production des grands composants continue dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et Jeumont.

Au Royaume-Uni

- Sur l'EPR HPC, après la fin de fabrication de la cuve en juillet 2025, les épreuves hydrauliques des générateurs de vapeur du second réacteur d'Hinkley Point C ont été finalisées en septembre 2025. La cuve et deux générateurs de vapeur du second réacteur ont été livrés au projet HPC, les deux générateurs de vapeurs restants sont également terminés.
- Pour l'EPR Sizewell C, après la *Financial Investment Decision* (FID) en juillet 2025, donnant le coup d'envoi officiel à la construction, le *Financial Closing* (signature des accords opérationnels et financiers) a été finalisé en novembre 2025. La production des grands composants a débuté dans les usines du Creusot, de Saint-Marcel et Jeumont.

L'activité combustible a conclu en 2025 des contrats en Hongrie et en République tchèque pour fournir des combustibles à des centrales de type VVER. Elle a conclu, en 2025, la reconduction de fourniture de combustible MOX pour les centrales d'EDF. Elle bénéficie aussi du dynamisme du marché américain.

Des investissements ont été lancés dans le cadre d'un programme industriel de montée en cadence des productions, en lien avec le programme EPR2 en France et dans une volonté de renforcement de la souveraineté. Ces investissements concernent les activités de fabrication et de montage des composants d'équipements primaires et auxiliaires. Ils concernent également la chaîne d'approvisionnement du combustible qui se modernise et sécurise sa croissance et sa capacité à réaliser de nouvelles productions.

En matière de croissance externe, plusieurs opérations ont été réalisées en 2025 : Framatome a acquis Velan SAS et Segault, deux spécialistes des vannes et robinets haute performance pour les secteurs du nucléaire, de la défense et de l'énergie. Velan SAS a changé de nom et est devenu Valserve. Ces acquisitions s'inscrivent dans la stratégie de croissance et de sécurisation de la chaîne d'approvisionnement et font suite à l'acquisition de Vanatome, en 2024, permettant ainsi la création de la *Business line* robinetterie de Framatome. Framatome a aussi finalisé l'acquisition de la participation restante dans Reaktortest, une entreprise spécialisée dans le contrôle non destructif (CND) et basée en Slovaquie et a pris une participation dans Selectarc à hauteur de 40 %. Ce partenariat vise à sécuriser l'approvisionnement en métaux d'apports stratégiques, essentiels dans le processus de fabrication des composants du circuit primaire des réacteurs nucléaires français.

De façon générale, Framatome s'inscrit dans la démarche d'excellence opérationnelle du groupe EDF, qui vise à développer la performance opérationnelle et optimiser les temps de passage (lead time). L'objectif visé est de garantir la stabilité de la chaîne d'approvisionnement, de maîtriser et d'optimiser les délais de fabrication de Framatome et de ses fournisseurs clés et de maintenir les compétences. À ce titre, les usines de Framatome déploient des plans en vue de permettre des fabrications et constructions conformes du premier coup. Toutes les parties prenantes y sont associées avec un objectif de standardisation des activités.

Framatome a aussi poursuivi le développement de ses marques (Framatome Healthcare, Framatome Defense et Framatome Space).

Dans le cadre du développement des activités liées à sa marque **Framatome Healthcare,** la technologie propriétaire de production d'isotopes de Framatome est utilisée pour la production commerciale de Lutétium-177 dans un réacteur CANDU de Bruce Power au Canada. En 2025, Framatome et SN Nuclearelectrica SA ont signé l'accord confirmant un projet similaire de production d'isotopes médicaux en Roumanie à la centrale de Cernavoda. Par ailleurs, Framatome et l'entreprise belge Ion Beam Applications ont annoncé début 2025 leur intention de mettre en place en Europe et aux États-Unis un réseau d'installations de production d'Astate-211, un radioisotope utilisé pour les radiothérapies internes vectorisées alpha. Enfin, un accord a été signé avec EDF en novembre 2025 pour un projet d'irradiation prototype à des fins de production de Cobalt-60 dans un des réacteurs du parc EDF.

La marque **Framatome Defense,** lancée en octobre 2020, permet à Framatome de répondre aux besoins des programmes de Défense et aux enjeux de souveraineté dans ce domaine, grâce à l'implantation industrielle de Framatome sur l'ensemble du territoire. Les contributions de Framatome Defense concernent en particulier les futurs programmes à caractère nucléaire, comme le programme de sous-marin nucléaire d'attaque de type Barracuda, les sous-marins nucléaires lanceurs d'engins de 3e génération (SNLE 3G), le futur porte-avions de nouvelle génération (PA-NG) et aussi des projets au profit du CEA/Direction des applications militaires, notamment dans le domaine de la propulsion nucléaire. L'ensemble des *Business Units* de Framatome sont sollicités et l'année 2025 a vu la mise en œuvre de projets d'investissements dans les capacités industrielles, financées par la Défense, la mise en service de la Ligne d'Activité Défense sur le site de Jeumont et la production et la livraison d'équipements, de composants, d'études ou de services à partir de plusieurs sites industriels, au profit de ses clients Défense.

La marque **Framatome Space** a été lancée en octobre 2023. Elle a pour but de mettre à disposition ses compétences et outils nucléaires au service de l'industrie spatiale pour l'aider à atteindre ses prochains objectifs en termes d'exploration. L'année 2024 a été marquée par la première étude ALUMNI en coopération avec Ariane Group et CEA pour l'ESA. Elle prépare les futurs développements aussi bien dans les technologies radio-isotopiques que réacteur à fission. Lors de l'année 2025, Framatome a mis en place des partenariats structurants en Italie, d'une part, avec Enea en vue d'étude de faisabilité pour le développement d'un combustible triso pour un réacteur de surface, au Royaume-Uni, d'autre part, avec Perpetual Atomics pour soutenir le développement de systèmes spatiaux radio-isotopiques. Ce dernier partenariat a abouti à la signature du premier contrat en *prime contractor* pour l'ESA (European Space Agency) en septembre 2025. Framatome se positionne comme un référent pour les développements à venir.

Lors du WNE (World Nuclear Exhibition), le grand rendez-vous mondial de l'industrie nucléaire civile, le projet Waste Eraser – concernant le traitement des résines échangeuses d'ions [1] – a remporté un prix innovation.

1.4.1.1.4.3 Installations nucléaires de base (INB)

Framatome exploite une installation nucléaire de base (INB) se trouvant sur le site Framatome de Romans nommée INB 63-U pour la fabrication de combustibles nucléaires.

Résultats 2025 en matière de sûreté nucléaire [2]

Comme en 2024, aucun évènement majeur de sûreté ou de radioprotection n'est à déplorer sur les sites pour lesquels Framatome est exploitant nucléaire, c'est-à-dire les sites de fabrication de combustibles de Romans-sur-Isère, Richland et Lingen. En 2025, Framatome a déclaré 13 évènements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 0 sur l'échelle internationale INES et 1 ESS de niveau 1.

Les résultats 2025 détaillés sur la sûreté nucléaire sont publiés dans le rapport annuel établi par l'Inspecteur général de la sûreté nucléaire ainsi que dans le rapport Transparence et sécurité nucléaire (TSN) du site de Romans-sur-Isère [3].

Actifs dédiés

Des actifs dédiés ont été constitués pour couvrir les engagements nucléaires de long terme. Voir dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 16.1 « Autres provisions pour déconstruction ».

1.4.1.1.5 Arabelle Solutions

Le 31 mai 2024, EDF a acquis les activités nucléaires de GE Vernova portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires, à l'exception des activités de services sur le continent américain. Ces activités sont sous le pilotage d'Arabelle Solutions, une filiale détenue à 100 % par EDF.

Les activités d'Arabelle Solutions sont liées essentiellement à l'îlot conventionnel des centrales nucléaires :

- activité Nouveau nucléaire : conception, fabrication et installation d'équipements cœurs de l'îlot conventionnel (dont la turbine Arabelle et l'alternateur Gigatop) pour les nouvelles installations nucléaires, pouvant notamment équiper les réacteurs de technologie EPR et EPR2 (Evolutionary Pressurised Reactors) ainsi que les SMR (Small Modular Reactors) ;
- activité Services : maintenance et mises à niveau de ces équipements pour les centrales nucléaires existantes. Arabelle Solutions fournit également des turbines pour des activités navales, notamment pour les sous-marins britanniques à propulsion nucléaire.

Arabelle Solutions emploie environ 3 600 collaborateurs, répartis dans 16 pays, principalement en France (2 350 salariés, soit environ 65 % des effectifs), en Inde (environ 500 salariés) et au Royaume-Uni (environ 350 salariés).

Arabelle Solutions exploite principalement les actifs industriels suivants, situés dans ces trois pays :

- le site de Belfort, où sont usinés les turbines Arabelle et les alternateurs de très grande puissance (au-delà de 1 000 MW) ;
- l'usine de Sanand, en Inde, spécialisée dans les turbines de petite (SMR) et de moyenne puissance (nucléaire indien notamment) ;
- deux ateliers de réparation : l'un à La Courneuve, en France, pour les turbines et les pompes, et l'autre à Rugby, au Royaume-Uni, qui s'occupe de la réparation des alternateurs et des turbines de moyenne puissance et qui fabrique également les turbines qui équipent actuellement les sous-marins nucléaires britanniques ;
- une installation industrielle située à Ludres, spécialisée dans le traitement de l'obsolescence, la production et la réparation des cartes électroniques pour les centrales nucléaires.

Arabelle Solutions est implantée à ce jour, soit industriellement, soit commercialement, dans une vingtaine de pays dans le monde.

Arabelle Solutions dispose d'une base clients comprenant des acteurs de référence de l'énergie à l'international. La technologie d'Arabelle Solutions est présente sur un tiers du parc mondial installé. Arabelle Solutions effectue des opérations de maintenance sur plus de 100 tranches nucléaires chaque année.

Arabelle Solutions participe aux côtés d'EDF à la construction, à la mise en service et à la maintenance des îlots conventionnels de Flamanville 3 et d'Hinkley Point C, ainsi qu'à la préparation de la construction des projets EPR en France (Programme EPR2) et au Royaume-Uni (Sizewell C).

Arabelle Solutions est présente en Chine depuis plus de 27 ans et fournit des services de construction (ingénierie et équipement), de maintenance pour les turbines et/ou alternateurs. Ces services ont pu être utilisés sur plus de 30 unités en Chine avec des types de réacteurs multiples (M310, CPR1000, EPR, AP1000…). Arabelle Solutions opère en Chine par le biais d'une coentreprise « Arabelle (Wuhan) Engineering Technology Co., Ltd » avec le Central Southern China Electric Power Design Institute (CSEPDI, actionnaire minoritaire à 20 %).

(1) Les résines échangeuses d'ions, utilisées dans les centrales nucléaires pour traiter les eaux usées, sont difficiles à solidifier pour le stockage final. En liquéfiant les résines, le Waste Eraser permet de réduire le volume de déchets et donc les coûts associés au stockage final, tout en assurant un stockage sûr à long terme.

(2) L'objectif de Framatome est de détecter, déclarer et traiter au plus juste tous les écarts et anomalies survenant dans le cadre de ses activités. Cet indicateur vise à renforcer encore le partage d'expérience, à élargir les analyses et l'importance accordée aux signaux faibles. Les évènements déclarés au niveau 0 de l'échelle INES sont des écarts de sûreté, considérés comme des « signaux faibles », dont la prise en compte est essentielle à une démarche de progrès continu pour une meilleure maîtrise de la prévention des risques dans la conduite des activités. Afin de favoriser la remontée des « signaux faibles » et le partage d'expérience, Framatome détecte et enregistre tout écart. L'analyse de ce dernier, par la filière indépendante de sûreté, permet de juger du niveau de déclaration auprès de l'Autorité de sûreté.

(3) Disponible sur le site www.framatome.com

Arabelle Solutions est présente en Inde depuis de nombreuses années. Elle a fourni une très grande majorité des turbines des centrales nucléaires indiennes et intervient, avec son partenaire BHEL, pour produire les turbines des nouvelles centrales nucléaires de Gorakhpur et Kaiga. Elle dispose par ailleurs d'une usine à Sanand.

Arabelle Solutions participe également aux projets de construction des centrales nucléaires d'Akkuyu en Turquie, d'El Dabaa en Égypte et d'extension de la centrale de Paks en Hongrie (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »).

Figurent parmi les principales réalisations d'Arabelle Solutions en 2025 plusieurs opérations de réparation de composants critiques sur le parc français existant pour le compte d'EDF et en Afrique du Sud pour le compte du client Eskom (contrat Steam Generator Retrofit sur l'unité 1 de la centrale de Koeberg). De nouveaux accords structurants ont été conclus avec EDF notamment pour l'augmentation de puissance palier CP1 avec EDF (11 lignes d'arbres basse pression) ou le renouvellement d'un accord de pérennité Nuclear Controls. Arabelle Solutions amorce sa croissance sur le marché des Services dans un environnement global toujours fortement concurrentiel et a signé de nouveaux accords notamment en Roumanie (Cernavoda lifetime extension), en Suède (contrat de maintenance pluriannuel avec Uniper), en Chine (Service Cooperation Agreement avec Dongfang) et aux Émirats arabes unis (Barakah). Les livraisons d'équipements pour les clients internationaux se sont néanmoins déroulées sans encombre.

Concernant les projets du nouveau nucléaire, des contrats significatifs ont été signés, pour la fourniture d'équipements (avec ou sans installation) en particulier pour des projets en Pologne (AP1000), au Royaume-Uni (Sizewell C/EPR), aux États-Unis (Projet de SMR développé par Terrapower) et en France (EPR2 avec un objet étendu incluant les échangeurs de chaleur, pompes, vannes, tuyaux de la salle des machines et projet PANG – Porte-Avions Nouvelle Génération – avec Naval Group). En exécution des étapes importantes ont été franchies sur les projets Flamanville 3 en France, Hinkley Point C au Royaume-Uni, EPR2, Akkuyu en Turquie, El Dabaa en Égypte, Darlington au Canada.

1.4.1.2 Production thermique en France continentale

Les moyens de production thermique constituent l'une des composantes importantes du mix électrique pour assurer, en temps réel, l'équilibre production/consommation. Ils répondent aux fluctuations de la consommation d'électricité et de la production des énergies renouvelables (solaire et éolien en particulier). Ils contribuent à assurer un niveau de tension et de fréquence adéquat sur le réseau. Ce rôle devrait aller grandissant avec l'insertion massive de moyens de production intermittents dans les systèmes électriques français et européen.

1.4.1.2.1 Le parc de production thermique d'EDF en France continentale

Au 31 décembre 2025, le parc thermique en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant sur le plan du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire *(en MW)*	Nombre de tranches en exploitation au 31/12/2025	Capacité totale *(en MW)*	Année de mise en service	Production *(énergie nette en TWh)* Au 31/12/2025	Au 31/12/2024
Charbon	580	2	1 160	en 1983 et 1984	0,20	0,20
Turbines à combustion fioul, gaz et bi-combustibles (gaz et fioul)				en 1980 et 1981	0,36	0,31
	85	4	340	en 1992		
	203	1	203	en 1996		
	134	1	134	en 1998 et 2007		
	125-129	2	254	en 2010		
	185	2	370	en 2008		
	179-182	3	542	et 2009		
Cycles combinés gaz	427	1	427	en 2011	2,57	2,15
	465	2	930	en 2012 et 2013		
	585	1	585	en 2016		

La production en 2025

La production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques en France continentale a représenté, en 2025, 0,75 % de sa production totale d'électricité. Le parc dispose, à fin 2025, d'une puissance installée en fonctionnement de 4 945 MW.

La production thermique (énergie nette) a représenté 3,14 TWh en 2025 avec un fonctionnement plus fort qu'en 2024 (2,65 TWh). En 2025, les tranches charbon ont fourni 0,2 TWh, les cycles combinés gaz (CCG) 2,57 TWh et les turbines à combustion (TAC) 0,36 TWh.

L'enjeu pour ces moyens de production thermiques, sollicités de façon variable tout au long de l'année, est d'assurer une fiabilité et une disponibilité maximales. La capacité d'adaptation du parc à un fonctionnement soutenu a été démontrée. En particulier, les TAC ont été fortement sollicitées et ont affiché un très bon taux de réponse lorsqu'elles ont été appelées à fonctionner.

1.4.1.2.2 Les enjeux de la production thermique

Un parc thermique en cours d'adaptation

Entre 2013 et 2015, EDF a procédé à la mise à l'arrêt définitif de dix unités de production charbon. Le 1er avril 2021, EDF a procédé à l'arrêt définitif de la centrale du Havre. En mai 2025, EDF a annoncé l'arrêt définitif des deux dernières unités de production de la centrale thermique de Cordemais, planifié au 31 mars 2027.

Un plan d'action pour limiter l'empreinte environnementale des autres moyens de production thermique en France continentale

Un chantier stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a été lancé en 2021 et a permis d'identifier les différents dispositifs ou techniques permettant la décarbonation de moyens de production thermique existants fonctionnant actuellement avec des combustibles fossiles ou la construction de moyens neufs thermiques décarbonés.

Dans ce cadre, des feuilles de route ont été définies et sont en cours de mise en œuvre pour instruire l'ensemble des opportunités de décarbonation des moyens de production existants et pour permettre la maîtrise des solutions pour développer de nouvelles capacités thermiques décarbonées en cas de besoin du système électrique.

Ainsi, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*Hydrotreated Vegetable Oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur deux TAC en juillet 2023 (Brennilis) et juin 2024 (Vaires-sur-Marne).

Les résultats de ces essais, positifs tant sur les aspects techniques qu'environnementaux, permettent de confirmer la pertinence de cette solution de décarbonation. L'obtention de la certification RED, qui est venu terminer la démarche d'évaluation de faisabilité lors de l'essai réalisé à Vaires en juin 2024, a par ailleurs permis de faire officiellement reconnaître comme renouvelable l'électricité produite à partir d'un combustible durable.

Émissions du parc thermique

En 2025, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 1,5 million de tonnes de CO_2 (contre 1,3 million de tonnes en 2024). Le contenu CO_2 du kWh produit en 2025 s'élève à 469 g/kWh net (contre 477 g/kWh net en 2024). Cette évolution résulte principalement de la hausse de la production du parc cycles combinés gaz (CCG) avec notamment le retour du CCG Bouchain sur le réseau qui était à l'arrêt depuis avril 2024 dans le mix de production thermique d'EDF. Par voie de conséquence, la part des 4 cycles combinés gaz est plus importante qu'en 2024 avec une contribution à hauteur de 65 % des émissions CO_2 du parc thermique, contre celle des turbines à combustion du CETAC d'environ 20 % (en légère hausse par rapport à 2024 compte tenu de la sollicitation marquée des turbines à combustion au fioul) et enfin celle de Cordemais pour environ 15 %. Les cycles combinés gaz ont contribué à hauteur de 81 % de la production du parc thermique en 2025 (contre 79 % en 2024) et par voie de conséquence la contribution relative plus faible des tranches charbon, qui ont représenté près de 6 % de la production du parc thermique en 2025 (contre près de 7,5 % en 2024). Pour rappel, en 2010, le contenu CO_2 du kWh produit était de plus de 900 gCO_2/kWh net.

En 2025, le parc thermique d'EDF en France continentale a émis 225 tonnes de SO_2 (294 tonnes en 2024), 1293 tonnes de NO_x (974 tonnes en 2024) et 7 tonnes de poussières (contre 6 tonnes en 2024). Ramenés au kWh produit, les rejets de polluants ont été réduits, par rapport à 2010, de plus de 30 fois pour les NO_x, de plus de 165 fois pour le SO_2 et de 500 fois pour les poussières. Ces réductions drastiques d'émission ont été rendues possibles par :

- la mise à l'arrêt des centrales thermiques les plus anciennes ;
- la rénovation et l'installation d'équipements de traitement des fumées selon les meilleures techniques disponibles sur les centrales charbon les plus récentes ;
- l'utilisation de combustible à teneur en soufre réduite ;
- la mise en service de cycles combinés au gaz naturel ;
- le fonctionnement privilégié au gaz des TAC de Montereau depuis le 1er janvier 2025.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux émissions

Les activités de production thermiques sont soumises à des réglementations spécifiques issues de plusieurs directives européennes : directive n° 2012/18 du 4 juillet 2012 (dite « Seveso 3 »), directive n° 2016/2284 relative à la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques, directive n° 2010/75/UE du 24 novembre 2010 relative aux émissions industrielles (directive IED) modifiée par la directive 2024/1785 du 24 avril 2024.

Un parc de production thermique performant grâce aux cycles combinés au gaz naturel

EDF a mis en service :

- un premier cycle combiné au gaz naturel (CCG) en France sur le site de Blénod en 2011 ;
- deux cycles combinés à Martigues en 2012 et 2013 ;
- un cycle combiné de nouvelle génération à Bouchain en 2016, en partenariat avec General Electric.

Cette modernisation du parc thermique a permis de réduire les émissions atmosphériques de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre.

Les CCG de Martigues résultent de la transformation (repowering) des anciennes tranches fioul, dont une partie des installations (turbine à vapeur, condenseur ou installations de traitement d'eau) a été réutilisée. La puissance installée du site de Martigues est de 930 MW. Son rendement est de plus de 50 %, nettement supérieur à celui des tranches thermiques charbon.

Le CCG de Bouchain présente des caractéristiques innovantes en termes de puissance (près de 600 MW atteignables en moins de 30 minutes) et de rendement (supérieur à 60 %). Il démontre également de bonnes performances environnementales. Les émissions de CO_2 sont de l'ordre de 360 g/kWh, soit une division par presque 3 par rapport à celles de l'ancienne centrale charbon voisine arrêtée en 2015.

Amélioration des performances des CCG par hybridation

Toujours à la recherche de flexibilité et de solution innovante pour la sécurité du réseau électrique, EDF a mis en service son projet d'hybridation du CCG Blénod avec un BESS (*Battery Energy Storage System*), une batterie de 15 MW capable de stocker et restituer l'électricité en fonction des besoins du réseau, tout en fonctionnant en synergie avec le CCG.

Ce démonstrateur est une première en France et a mobilisé plus de 70 experts issus de plusieurs entités du Groupe. L'innovation repose sur le principe d'hybridation : la batterie est intégrée au cycle combiné gaz (CCG) de Blénod, créant une synergie technique brevetée. La batterie peut fonctionner seule ou en complément du CCG, apportant ainsi une flexibilité accrue. En effet, elle peut être mobilisée en quelques secondes, sans émission additionnelle de CO_2, ce qui permet de profiter de la pleine puissance du CCG : la réactivité du BESS (*Battery Energy Storage System*) améliore la réactivité au CCG qui prend ensuite le relais.

Déconstruction des tranches arrêtées du parc thermique

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction des tranches arrêtées ou dont l'arrêt est programmé. Des provisions ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux de dépollution des sites (1).

EDF a poursuivi en 2025 les travaux de déconstruction sur les installations mises en retrait définitif d'exploitation.

EDF est par ailleurs attentive à préserver au mieux le potentiel de ses sites par une allocation raisonnée des espaces et la mise en œuvre d'une veille locale sur la réglementation d'urbanisme propre à sécuriser ses besoins. Cette gestion différenciée des espaces et des sols permet de libérer progressivement le foncier d'EDF de contraintes d'occupation (libération de nouvelles ressources foncières, de potentiel de biodiversité ou de désartificialisation des sols). Elle tient compte des besoins du Groupe, tout en accompagnant les territoires dans le développement de nouvelles activités.

(1) Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 16.1 « Autres provisions pour déconstruction ».

Cadre réglementaire

La réglementation applicable lors de la cessation d'activité

Les centrales thermiques à flamme sont soumises à la législation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) codifiées dans le Code de l'environnement. Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime de déclaration, d'enregistrement, ou d'autorisation en fonction de l'importance des risques et des inconvénients qui peuvent être engendrés. Cette réglementation impose notamment, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains ainsi que pour certaines installations la constitution de garanties financières destinées à assurer, suivant la nature des dangers ou inconvénients de chaque catégorie d'installations, la surveillance du site et le maintien en sécurité de l'installation, les interventions éventuelles en cas d'accident avant ou après la fermeture, et la remise en état après fermeture.

1.4.1.3 Production à partir des énergies renouvelables et stockage

Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur européen majeur des énergies renouvelables et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne.

La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe. Le Groupe est également leader dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire.

Au total, les énergies renouvelables représentent plus du quart de la capacité totale du Groupe.

Les engagements du groupe EDF concernant le développement des énergies renouvelables figurent également à la section 3.2.2.1.2.1.2 « Production bas carbone » - « Feuille de route de hausse de la production bas carbone du Groupe ».

Capacités nettes installées du Groupe dans les énergies renouvelables à fin 2025 (1)

(en MW)	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse	Géothermie	Marine	Total
France	20 502	2 060	1 280	443	1	240	24 525
Europe hors France	1 192	2 121	688	5	-	-	4 007
Amérique	205	5 161	2 759	25	-	-	8 150
Asie	432	1 191	893	23	-	-	2 539
Afrique (2)	168	381	1 590	-	-	-	2 140
Capacités nettes installées totales	**22 499**	**10 914**	**7 210**	**496**	**1**	**240**	**41 360**

(1) Proportionnellement au pourcentage de détention.
(2) Y compris pays du Moyen-Orient.

1.4.1.3.1 Production hydroélectrique en France

1.4.1.3.1.1 Le parc de production hydroélectrique d'EDF

L'hydroélectricité est la première source d'électricité renouvelable et la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire en France. Cette filière est importante pour le système électrique par sa flexibilité et son apport en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau.

Au périmètre d'EDF, le parc compte 424 centrales à fin 2025, avec un âge moyen de 80 ans (1).

Centrales de production hydroélectrique	31/12/2025	31/12/2024
Puissance maximale totale *(en GW)*	20,12	20,17
Production totale STEP comprise *(en TWh)*	42,60	50,52

Au périmètre de la France continentale, les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20,12 GW (2), soit 23,3 % de la capacité installée du parc d'EDF. L'énergie productible annuelle observée s'élève, en moyenne, à une près d'une quarantaine de térawattheures.

Les différents aménagements hydroélectriques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées, dans le cadre d'une gestion multi-usage de l'eau. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en base ou en pointe. Ils offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation.

Catégorie d'aménagement	Puissance de turbinage *(MW)*	Productible gravitaire moyen sur 60 ans (1) *(TWh)*
Fil de l'eau	3 654	16,38
Lac	8 151	14,15
Éclusées	3 077	7,76
Transfert d'énergie par pompage (2)	4 993	1,49
Marémotrice	240	0,53

(1) Le productible moyen sur 60 ans est réévalué sur la base du changement climatique déjà constaté.
(2) Seul le productible gravitaire est comptabilisé dans les STEP sans prendre en compte l'énergie de pompage.

(1) Moyenne arithmétique par glissement de 1 an sur parc constant recalculé en 2021 ; pas de nouvelle installation mise en service ni de déclassement en 2025.
(2) Hors Outre-mer et Corse.

1.4.1.3.1.2 La performance du parc de production hydroélectrique

Sur ce périmètre, EDF a consacré, en 2025, plus de 630 M€ (achats externes et main-d'œuvre immobilisée) au développement et à la maintenance de son parc pour un fonctionnement optimisé en toute sûreté.

Un parc fortement automatisé et surveillé à distance

Environ 77 % de la puissance hydraulique installée (soit plus de 20 115 MW) est pilotée à distance avec une gestion centralisée par vallée, depuis des centres de téléconduite capables de modifier leur programme de fonctionnement, à tout instant, pour répondre aux besoins du système électrique et aux opportunités économiques du marché de l'électricité.

Afin d'améliorer la fiabilité des centrales, EDF surveille, depuis ses centres régionaux d'exploitation, les paramètres physiques des machines (température, vibration, etc.). Cette pratique permet de détecter, au plus tôt, toute dérive et d'éviter des incidents par une meilleure connaissance de l'état et du comportement en fonctionnement du matériel.

Deux de ces centres régionaux d'exploitation fonctionnent désormais en tant que centres d'appui et de service 24h/24 et 7j/7 pour réaliser un appui à distance à l'exploitant afin de limiter les sollicitations d'astreinte et fournir un support technique aux intervenants lorsqu'elles sont nécessaires.

Performances techniques du parc et conditions hydrauliques 2025

Sujette aux aléas climatiques de la ressource en eau, la production hydroélectrique peut varier significativement suivant les années. L'année 2025 se caractérise par une hydraulicité légèrement déficitaire et une bonne performance de production. Le parc hydroélectrique d'EDF a délivré 10,23 % de la production totale d'EDF en France.

En anticipation des besoins liés au développement des énergies renouvelables variables (éolien, solaire), l'accent est mis sur l'accroissement de la flexibilité des moyens de production hydroélectrique et sur l'adaptation fine du pilotage des centrales.

1.4.1.3.1.3 La sûreté hydraulique

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulière des barrages qui contribuent à la sûreté hydraulique. La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements hydroélectriques et durant leur exploitation. Elle vise à assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages. Il s'agit d'une préoccupation majeure et permanente du producteur.

Elle comporte trois activités principales :

- la maîtrise des risques liés à l'exploitation, c'est-à-dire des risques induits par les variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État. En France [1], 259 ouvrages classés A et B font l'objet d'une étude de dangers réalisée respectivement tous les dix ans et quinze ans. Cette étude consolide une vision d'ensemble des ouvrages et des parades associées s'inscrivant dans une démarche de réduction des risques [2]. Pour les 67 barrages les plus importants, une procédure administrative particulière (« plan particulier d'intervention ») est mise en œuvre.

Voir également la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1F « Atteinte à la sûreté hydraulique ».

L'année 2025 a été marquée par des travaux pour prévenir le risque de chute de blocs rocheux sur les barrages de Gnioure (Ariège) et Coiselet (Ain) nécessitant un abaissement préventif de la cote de retenue.

Cadre réglementaire

Réglementation applicable en matière de sécurité et sûreté des ouvrages

Le Code de l'environnement comporte, à ses articles R. 214-112 et suivants, des dispositions applicables à la sécurité et à la sûreté des ouvrages hydroélectriques autorisés et concédés. Les ouvrages sont répartis en trois classes (A, B, C) en fonction de leurs caractéristiques, notamment leur hauteur et le volume de la retenue tandis que les conduites forcées sont réparties en 4 classes (A, B, C et D) en fonction de la hauteur de chute et de leur diamètre. Selon ce classement et le régime juridique de l'ouvrage, la réglementation impose à l'exploitant, ou au concessionnaire, un certain nombre d'obligations pour garantir leur sécurité et leur sûreté.

1.4.1.3.1.4 Les enjeux de la production hydroélectrique

L'énergie hydraulique constitue un élément essentiel de la transition énergétique, à la fois par le caractère décarboné de sa production, mais aussi par sa flexibilité et sa capacité de stockage, sans commune mesure avec les autres moyens de stockage d'énergie. L'hydroélectricité joue aussi un rôle majeur dans la gestion de la ressource en eau sur les territoires.

Le renouvellement des concessions

Cadre réglementaire

Réglementation applicable aux installations hydroélectriques en France

Les installations hydroélectriques sont soumises en France aux dispositions des articles L. 511-1 et suivants du Code de l'énergie. Elles font l'objet de concessions accordées par l'État (pour les ouvrages dont la puissance est supérieure à 4,5 MW) ou d'autorisations préfectorales (pour les ouvrages de moins de 4,5 MW).

Le Code de l'énergie précise que l'octroi d'une concession d'énergie hydroélectrique est précédé d'une publicité et d'une mise en concurrence selon les modalités prévues par le Code de la commande publique.

Conformément à l'article L. 523-2 du Code de l'énergie, les concessions hydroélectriques, lors de leur renouvellement ou de leur prolongation dans les conditions prévues par les articles L. 521-16-2 ou L. 521-16-3 dudit Code, font l'objet d'une redevance annuelle proportionnelle aux recettes issues de la concession.

Cette redevance est versée pour partie à l'État et pour partie aux départements et communes sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés.

Ce cadre a vocation à être modifié. Le Gouvernement avait engagé des discussions avec la Commission européenne et le 28 août 2025, le Premier ministre a annoncé un accord de principe en vue de résoudre ces deux mises en demeure adressées à l'État français sur un supposé abus de position dominante d'EDF et sur l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques arrivées à échéance.

Le Cadre de l'accord de principe proposé par le gouvernement français repose sur trois volets :

1. le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique ;
2. la possibilité de maintenir les exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général ;

(1) France métropolitaine et départements et régions d'outre-mer (DROM), filiales à 100 % comprises.
(2) Pour en savoir plus, consulter le rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique, disponible sur le site Internet d'EDF.

3. la mise en vente par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et via des enchères concurrentielles.

L'accord proposé par le gouvernement français (voir encart « cadre réglementaire » précédent) doit désormais être traduit dans la législation française, ce qui permettra de relancer le développement de l'hydroélectricité et la mise en chantier de nouveaux projets d'importance. La proposition de loi n° 2334 « visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique » a été déposée par deux députés le 13 janvier 2026. Cette proposition de loi a été adoptée en première lecture à l'Assemblée nationale le 5 février 2026, et sera examinée au Sénat le 13 avril 2026.

EDF a ainsi identifié un portefeuille de projet de 2 GW de développement possible à horizon 2035, notamment la réalisation de la nouvelle STEP de Montézic, et 2 GW au-delà, soit une augmentation potentielle de 20 % de sa puissance hydroélectrique installée.

Sans attendre, EDF a cherché depuis plusieurs années des pistes d'amélioration de son parc de production hydroélectrique :

- sans modification du contrat de concession par l'augmentation des débits turbinés ou du rendement des machines (surpuissance), associée au remplacement le cas échéant des machines et équipements concernés (groupes turbo-alternateurs, transformateurs,...) pour pouvoir accueillir de tels gains de puissance ; à titre d'illustration, on pourra citer :
  - > la rénovation des groupes Pelton de Grand-Maison engagée depuis 2012 et achevée en 2025, qui permet un gain de 13 MW sur chacune des 4 turbines grâce au remplacement des roues et injecteurs avec un nouveau profil, et au remplacement des transformateurs et alternateurs,
  - > la modernisation de la centrale hydraulique de Laval-de-Cère 2, la plus puissante du Lot, va permettre d'augmenter sa puissance de production de 90 MW à 100 MW, avec le remplacement des 2 turbines « Francis » existantes par 2 nouvelles turbines plus performantes grâce à un profil retravaillé (gain de rendement d'environ 5 %). Ce chantier est réalisé sur 3 ans et sera achevé en 2027 ;
- au titre de l'article L. 511-6-1 du Code de l'énergie, lorsque les modifications apportées au contrat de concession ne sont pas substantielles. Ainsi, depuis 2022, 7 dossiers d'augmentation de puissance ont été déposés ; dans ce cadre, le projet de Montahut (Hérault) qui s'achèvera en 2026 consiste à augmenter la puissance de l'usine de 90 MW à 96 MW soit près de 7 %, à travers le remplacement des 2 roues Pelton par d'autres plus puissantes et mieux profilées, la modification des injecteurs pour un meilleur rendement et le changement des 2 alternateurs.

EDF est également engagée dans la réalisation d'un projet de turbine-pompe de 18 MW à Saut-Mortier (Jura) pour améliorer la flexibilité de la production dans la vallée de l'Ain, dont les premiers travaux sont engagés.

Voir également la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques », risque 3B « Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques ».

L'ancrage territorial dans les vallées hydrauliques

EDF est soucieuse de contribuer au développement durable et partagé des territoires, généralement ruraux et montagnards, parfois isolés, situés à proximité des ouvrages de production hydroélectrique. EDF fonde sa relation au territoire en agissant en exploitant responsable et en industriel de long terme dans les vallées.

La relation d'EDF aux territoires hydrauliques s'articule autour de deux leviers principaux :

- l'emploi en essayant de maximiser les retombées économiques locales. EDF Hydro [1] réalise 82 % de l'ensemble de ses achats sur les territoires hydrauliques au bénéfice du tissu industriel de proximité. EDF Hydro référence ainsi plus de 5 945 entreprises locales. L'empreinte emploi des activités hydroélectriques d'EDF en France métropolitaine est estimée à 4 917 emplois indirects [2]. EDF est également engagée depuis plus de dix ans aux côtés des acteurs économiques et institutionnels des vallées, avec le programme *« EDF Une rivière, un territoire »* qui a permis de soutenir près de 780 emplois par l'octroi de prêts participatifs à plus de 90 entreprises locales ;
- le dialogue permanent avec les acteurs économiques, politiques et associatifs des territoires concernés, en particulier les usagers de l'eau et les acteurs de l'environnement :
  - > pour la gestion équilibrée des ressources. L'été 2025 a surtout été caractérisé par deux vagues de chaleur et un déficit pluviométrique marqué au Sud, en particulier sur les Pyrénées pour ce qui concerne les soutiens d'étiage opérés par EDF : les soutiens de débit de la Garonne, réalisés en étroite collaboration avec l'Établissement public Garonne, ont représenté jusqu'à 40 % du débit à Toulouse et la convention Matemale organisant les soutiens EDF sur l'Aude a été activée par les services de l'État français concomitamment avec des restrictions d'usage. À noter que le soutien de la Garonne qui avait cessé en septembre a repris en octobre,
  - > pour une démarche volontaire de dialogue et concertation. EDF mène de nombreux dialogues territoriaux et concertations. À titre d'exemple, dans le cadre du projet Vouglans – Saut-Mortier (projet d'installation d'une turbine-pompe en rive gauche de la retenue de Saut-Mortier dans le Jura, à proximité immédiate de l'actuelle usine hydroélectrique pour une mise en service à l'horizon 2031), EDF a organisé, dès le lancement des études en 2020 et jusqu'en avril 2023, une démarche de concertation volontaire, importante et ciblée qui a conduit à plusieurs évolutions du projet, pour trouver le meilleur optimum entre les enjeux énergétiques, environnementaux et d'usage de l'eau. Cette démarche a d'ailleurs été soulignée lors de l'enquête publique qui s'est déroulée entre mai et juin 2023. Le projet est entré depuis l'été 2024 dans la phase de travaux, le dialogue et la concertation se poursuivent.

La gestion de l'accès à l'eau

La capacité maximale [3] des barrages exploités par EDF en France est de près de 7 milliards de m^3 d'eau. Outre son rôle de producteur hydroélectrique, EDF participe à la gestion durable et locale de la ressource en eau.

EDF soutient les débits de nombreuses rivières l'été au bénéfice des milieux aquatiques et des autres usages de l'eau : eau potable, irrigation, activités sportives et de loisir en rivière.

(1) EDF Hydro est la division d'EDF SA en charge de l'exploitation des ouvrages hydrauliques concédés ou autorisés en France continentale et des activités d'ingénierie associées.
(2) Conformément aux définitions académiques couramment acceptées et sur la base d'un montant d'achat adressé en 2025 au tissu économique français et d'un contenu en emplois indirects par million d'euros basé sur les données économiques de l'Insee.
(3) À distinguer du volume utile qui peut réellement être exploité compte tenu des caractéristiques des aménagements : hauteur des prises d'eau, etc., et qui est nécessairement moindre.

La gestion de l'eau est assurée en concertation avec les différentes parties prenantes via notamment des conventions sous l'égide de l'État, autorité concédante, avec les élus locaux, pêcheurs, agriculteurs, responsables de sites touristiques et industriels. EDF est, en effet, un acteur à part entière de la gouvernance de la gestion de l'eau dans les territoires. Elle a ainsi mis en place une mission originale de « délégués coordonnateurs de bassin ». Elle permet d'organiser et d'assurer une présence de tous les métiers d'EDF dans les instances de l'eau comme les Comités de bassin ou les Conseils d'administration des Agences de l'eau pour le compte de l'UFE [1].

Les actions d'adaptation au changement climatique

Pour les activités hydroélectriques d'EDF, le bouleversement climatique peut potentiellement avoir un impact sur :

- la sûreté des ouvrages et les investissements associés ;
- la longévité de certains ouvrages et matériels ;
- l'évolution du productible hydraulique et de sa contribution à la flexibilité du mix énergétique ;
- la production et l'économie des actifs ;
- les usages de l'eau et donc la gestion du multi-usage ;
- la qualité d'eau et les écosystèmes à l'amont et aval des aménagements et dans les réservoirs.

En conséquence, les trois principaux enjeux identifiés sont de :

1. préserver la sûreté de nos installations et la sécurité des personnes ;
2. maintenir un haut niveau de performance économique et environnementale ;
3. maintenir une contribution essentielle dans la gestion du multi-usage de l'eau en France métropolitaine.

La stratégie d'adaptation au changement climatique des activités hydroélectriques d'EDF en France continentale, établie dans le cadre du programme ARCHE (pour Adaptation et résilience climatique de l'hydraulique à EDF), a été validé par le Groupe EDF fin 2023. Le Plan d'adaptation au changement climatique (PACC) de ces activités a été finalisé et diffusé en janvier 2025.

Le plan d'action du programme ARCHE fixe quatre axes principaux et se décompose en une cinquantaine d'actions dont voici quelques exemples :

- **adapter nos connaissances :** scénarios d'évolution des paramètres hydro-climatiques et des autres usages, amélioration des prévisions météorologiques, jumeaux numériques de bassins versants :
  - en 2025, amélioration de l'étude 2022 concernant l'impact du changement climatique sur les barrages thermiquement sensibles (principalement les barrages voûtes) en intégrant la modélisation du profil de température de l'eau de la retenue ;
- **adapter notre patrimoine :** surveillance, évaluation des aléas extrêmes et de la vulnérabilité, modifications d'ouvrage :
  - en 2025, lancement d'un diagnostic de vulnérabilité des actifs de production – hors enjeu de sûreté – avec évaluation des mesures de résilience/retour à la normale. Réalisation d'un diagnostic préliminaire pour l'ensemble des ouvrages et matériels du parc hydraulique ;
- **adapter notre exploitation :** continuité d'activité, *business model* (gestion de l'eau, stockage, flexibilité), développement, performance environnementale :
  - en 2025 a été lancée l'élaboration d'un Plan évènement climatique majeur avec 3 évènements climatiques majeurs identifiés comme prioritaires. Il sera finalisé fin 2026 après intégration du retour d'expérience de l'exercice de crise national 2026 prévu sur ce sujet (ECM) ;
- **adapter notre positionnement/rôle :** en développant une communication notamment scientifique sur le rôle de l'hydroélectricité, son potentiel de développement et sa contribution à la résilience des territoires avec non exhaustivement en 2025 :
  - plaidoyer pour le développement des STEP, signé par EDF Hydro à l'*International Forum Pumped Storage Hydropower*, septembre 2025, Paris,
  - relecture et amendement du guide « Hydropower Climate Change Resilience », publié en septembre 2025 par la *Hydropower Sustainability Alliance* (ONG associant acteurs publics et privés du secteur),
  - présidence de l'ETIP Hydropower (plateforme européenne de technologie et d'innovation pour la coopération d'innovation dans le domaine de l'hydroélectricité) et contribution au groupe de travail « Hydropower and Climate Change » (adaptation and mitigation),
  - publications dans le cadre notamment de la Société Hydrotechnique de France sur l'empreinte carbone et les atouts des STEP pour la transition.

1.4.1.3.2 EDF power solutions

Depuis février 2025, les activités d'EDF Renouvelables, de la Direction Internationale d'EDF et de la Direction Juridique International d'EDF sont réunies au sein de l'entité EDF power solutions. La nouvelle entité regroupe près de 8 000 collaborateurs [2].

Acteur industriel responsable et innovant, EDF power solutions développe, construit et exploite des moyens de production d'énergies renouvelables et bas carbone ainsi que des solutions de flexibilité et de transport d'électricité. Grâce à l'ensemble de ses expertises, EDF power solutions accompagne ses clients en leur proposant des offres sur mesure pour contribuer à la décarbonation et à la performance des systèmes électriques. Dans ses différentes géographies, les équipes de l'entité s'engagent au quotidien pour accélérer la transition énergétique.

Cette nouvelle organisation vise à capitaliser sur les synergies techniques, commerciales et géographiques pour déployer plus efficacement les activités du Groupe en matière d'énergie bas carbone (hors nucléaire et hors hydraulique France, mais incluant hydraulique à l'étranger), et de solutions de flexibilité, en cohérence avec les ambitions du projet d'entreprise Ambitions 2035 et avec l'évolution des marchés. Elle vise également à rendre l'organisation plus claire pour les parties prenantes externes, faciliter la coordination et la gestion des relations clés et assurer une taille critique vis-à-vis des partenaires.

EDF power solutions déploie des solutions au cœur des quatre piliers d'Ambitions 2035 : hydroélectricité, éolien terrestre et en mer, solaire, stockage, thermique, réseaux et solutions de décarbonation (BtoB, BtoC, BtoG). En France, ces solutions se restreignent à l'éolien, au solaire et aux batteries.

EDF power solutions est en outre présent dans une vingtaine d'implantations, dont la Belgique à travers Luminus (voir la section 1.4.5.3 Belgique). Ses activités sont réparties en cinq zones géographiques : Amérique du Nord, Amérique latine, Afrique, Europe Moyen-Orient et Asie centrale, Asie-Pacifique (voir la section 1.4.5.4.1 « Les activités internationales d'EDF power solutions »).

Présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de l'origination de projets à l'exploitation-maintenance, en passant par le développement, l'ingénierie et la construction et la gestion d'actifs, EDF power solutions dispose au 31 décembre 2025 d'une puissance installée de 33 GW bruts et 20 GW nets. Hors Luminus, ces capacités sont de 30 GW bruts et 18 GW nets (le net reflète le taux de détention d'EDF power solutions).

La majorité des actifs d'EDF power solutions sont déconsolidés. EDF power solutions développe, construit et exploite ses actifs avec des partenaires co-investisseurs.

La production nette globale sur l'année 2025 a été de 47 TWh. Hors Luminus, ce chiffre est de 43 TWh.

(1) UFE : Union française de l'électricité.
(2) Nombre de salariés des activités consolidées. Cela inclut les collaborateurs de Luminus.

1.4.1.3.2.1 Capacités installées par filière et par pays pour EDF power solutions

Capacités installées par filière et par zone (hors Luminus)

	Au 31/12/2025		Au 31/12/2024 (1)	
en MW	Brutes (2)	Nettes (3)	Brutes (2)	Nettes (3)
Éolien				
Afrique	478	229	332	158
Asie-Pacifique	1 758	1 129	1 573	944
Amérique du Nord	4 658	3 670	4 658	3 590
Amérique latine	1 260	1 173	999	912
Europe, Moyen-Orient, Asie centrale (4)	2 335	956	2 122	897
France	2 845	2 054	2 826	2 059
TOTAL ÉOLIEN	**13 335**	**9 211**	**12 511**	**8 559**
Solaire				
Afrique	178	92	177	91
Asie-Pacifique	1 462	893	1 065	690
Amérique du Nord	3 004	1 918	2 819	1 734
Amérique latine	1 007	703	1 007	703
Europe, Moyen-Orient, Asie centrale (4)	5 538	1 898	4 609	1 382
France	1 186	1 182	923	920
TOTAL SOLAIRE	**12 375**	**6 685**	**10 600**	**5 520**
Hydraulique				
Afrique	420	168	0	0
Asie-Pacifique	1 070	428	1 070	428
Amérique latine	421	215	421	215
TOTAL HYDRAULIQUE	**1 911**	**811**	**1 491**	**643**
Thermique				
Asie-Pacifique	0	0	715	402
Amérique latine	1 505	1 174	1 477	1 152
TOTAL THERMIQUE	**1 505**	**1 174**	**2 192**	**1 554**
Stockage				
Afrique	1	1	1	1
Asie-Pacifique	13	5	10	3
Amérique du Nord	425	288	366	229
Amérique latine	16	8	16	8
Europe, Moyen-Orient, Asie centrale (4)	367	190	255	131
TOTAL STOCKAGE	**822**	**492**	**648**	**370**
Toutes filières				
Afrique	1 078	490	511	249
Asie-Pacifique	4 302	2 454	3 717	2 064
Amérique du Nord	8 088	5 875	8 559	5 954
Amérique latine	4 209	3 272	3 920	2 989
Europe, Moyen-Orient, Asie centrale (4)	8 240	3 044	6 986	2 410
France	4 031	3 236	3 750	2 979
TOTAL TOUTES FILIÈRES	**29 948**	**18 372**	**27 441**	**16 646**

(1) Les capacités au 31/12/2024 sont l'addition des capacités d'EDF Renouvelables et de la Direction Internationale d'EDF. Périmètre identique au 31/12/2025.
(2) Capacité brute : capacité totale des parcs dans lesquels EDF power solutions est actionnaire.
(3) Capacité nette : capacité correspondante à la part du capital détenue par EDF power solutions.
(4) La Zone Europe, Moyen-Orient, Asie centrale ne comprend ni la France, ni Luminus.

1.4.1.3.2.2 Les activités d'EDF power solutions en France

En France, EDF power solutions développe, construit et exploite des projets éoliens terrestres et en mer, ainsi que des projets solaires et de batteries. Au 31 décembre 2025, EDF power solutions totalise 4 031 MW bruts de capacités installées/en exploitation : 1 843 MW d'éolien terrestre, 1 002 MW d'éolien en mer, 1 186 MWc de solaire. S'ajoutent 1 363 MW bruts actuellement en construction (toutes technologies confondues). La production nette sur l'année 2025 a été de 5,8 TWh en France.

Activités terrestres France

Au cours de l'année 2025, EDF power solutions a installé et mis en service un ensemble d'actifs éoliens terrestres et solaires dont notamment la centrale solaire de Châteaudun (Eure-et-Loir), le parc éolien de Baignes (Charente) et le *repowering* du parc éolien de Kergrist (Morbihan).

Sur le marché de la flexibilité et des services au réseau par batterie, EDF power solutions poursuit ses efforts dans la mise en œuvre de projets hybrides ou *standalone*, avec notamment la prochaine mise en service de la batterie Stockage d'Énergie Catalan.

Activités maritimes France

EDF power solutions dispose d'une forte expertise dans l'éolien en mer en France. En 2022, EDF power solutions et ses partenaires ont mis en service au large de Saint-Nazaire le premier parc éolien en mer de France, d'une puissance de 480 MW. En 2024, EDF power solutions a mis en service au large de la Normandie le parc éolien en mer de Fécamp, d'une puissance de 500 MW. Enfin, l'année 2025 a été marquée par la mise en service intégrale et l'inauguration du tout premier parc éolien en mer flottant de France : Provence Grand Large (25 MW). EDF power solutions dispose désormais d'une puissance installée de 1 000 MW bruts dans l'éolien en mer en France. Autre fait marquant, l'obtention par la préfecture du Nord en février 2025 de l'arrêté d'autorisation environnementale pour la construction et l'exploitation du parc éolien en mer de Dunkerque, étape clé pour la bonne poursuite du développement du projet. Enfin, la construction du parc éolien en mer du Calvados se poursuit avec une année 2025 marquée par le lancement et la réalisation des douze premiers forages pour les fondations. EDF power solutions poursuit également le développement du projet éolien posé EMMN (Éolien en mer de Manche Normandie) et du projet éolien flottant EMGL (Éoliennes Méditerranée Grand Large), d'une capacité respective d'environ 1 000 MW et 250 MW, remportés en 2023 et 2024 à l'issue des appels d'offres n° 4 et n° 6. Le capital du projet EMGL a été ouvert à hauteur de 15 % à BW Ideol en décembre 2025 ; il reste conjointement contrôlé par EDF power solutions et Maple Power SAS, chacun des deux partenaires détenant 42,5 %.

1.4.2 Activités de commercialisation en France (1)

Au-delà de ses offres de fourniture d'électricité et de gaz, EDF accompagne ses clients en proposant une large gamme d'offres de services et de solutions énergétiques. EDF souhaite être le partenaire de confiance des clients en pratiquant un marketing responsable et en proposant des offres simples et lisibles.

29,1 millions	**213,1 TWh**	**52,9 TWh**
de sites clients en France (1)	de ventes d'électricité en 2025 (2)	de ventes de gaz en 2025 (3)

(1) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg, dont 26,4 millions en électricité et 2,7 millions en gaz.
(2) Périmètre EDF Direction Commerce (hors cessions aux entreprises locales de distribution et EXELTIUM) + Électricité de Strasbourg.
(3) Périmètre EDF Direction Commerce + Électricité de Strasbourg.

1.4.2.1 Présentation du marché en France

1.4.2.1.1 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, les marchés de la commercialisation d'électricité et de gaz sont ouverts à la concurrence pour l'ensemble des clients.

Sur les marchés du gaz et de l'électricité, de nombreux fournisseurs proposent des offres aux entreprises et aux collectivités depuis le début des années 2000. Pour les clients particuliers, la concurrence s'est notablement renforcée depuis 2017 avec le lancement dans la fourniture de gaz et d'électricité d'acteurs bien installés dans d'autres activités ou zones géographiques.

Pour approvisionner leurs clients, les fournisseurs alternatifs ont eu recours, en 2025, selon le cas, à leurs propres capacités de production, au marché de gros de l'électricité ainsi qu'à l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), dispositif prenant fin le 31 décembre 2025 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.1 « Évolutions réglementaires »).

(1) Cette section porte sur la France métropolitaine continentale.

Cadre réglementaire

Commission de régulation de l'énergie - CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante chargée de concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. À ce titre, elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence.

La CRE est dotée de pouvoirs importants : de proposition, consultatif et de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose en particulier :

- aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité ainsi que le montant des contributions nettes qui s'y rapportent ;
- le prix de l'ARENH, après publication du décret précisant les méthodes d'identification et de comptabilisation des coûts pris en compte pour le calcul du prix de l'ARENH.

Le dispositif de l'ARENH prenant fin le 31 décembre 2025, la loi de finances pour 2025 a prévu un nouveau dispositif de protection du consommateur, le « Versement nucléaire universel » ou « VNU » (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.1 « Évolutions règlementaires »), consistant à taxer les revenus d'EDF issus de la production nucléaire quand ils dépassent certains seuils et à reverser intégralement les recettes de cette taxe aux consommateurs sur le territoire français. Dans ce cadre, la CRE s'est vu confier de nouvelles compétences, notamment :

- l'évaluation des coûts complets de production du nucléaire existant (c'est-à-dire le parc historique incluant Flamanville 3) ;
- l'estimation des revenus tirés par EDF de l'exploitation des centrales du parc nucléaire existant (aussi bien sur le marché de gros que sur le marché de détail) ; et
- la proposition d'un montant en euros par MWh qui sera appliqué comme réduction sur la facture des consommateurs, le tarif unitaire (TU), pour redistribuer les recettes de la taxe aux consommateurs.

La CRE est dotée d'un pouvoir de décision pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Au titre de son pouvoir réglementaire supplétif, la CRE prend aussi des décisions en matière de raccordement aux réseaux et de définition des règles de calcul et d'ajustement des droits des fournisseurs à l'ARENH.

La CRE est également investie de pouvoirs d'information et d'enquête très larges lui permettant d'obtenir communication de toute information qu'elle jugerait utile dans le cadre de l'exercice de ses missions, ainsi que d'un pouvoir de règlement des litiges et de sanctions exercé par le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte lui donne, en outre, la faculté de faire contrôler les informations qu'elle recueille dans le cadre de ses missions, aux frais des entreprises contrôlées.

1.4.2.1.2 Les contrats aux Tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité

Accès aux tarifs réglementés d'électricité

Concernant les modifications du cadre législatif et réglementaire et les mouvements tarifaires de l'année des TRV d'électricité en France (anciennement « tarifs bleus »), voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.1 « Évolutions réglementaires ».

En 2025, les catégories de consommateurs suivantes peuvent demander à bénéficier des TRV d'électricité :

- consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation. Ils peuvent opérer librement des allers-retours entre les tarifs réglementés de vente et les offres de marché ;
- consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 salariés et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 M€, et ce quelles que soient les puissances de leur site depuis le 1er février 2025. Ces clients doivent attester qu'ils remplissent les critères d'éligibilité avant de souscrire un contrat TRV et le résilier dès qu'ils ne les respectent plus ;
- consommateurs finals domestiques et non domestiques pour leur(s) site(s) situé(s) en zones non interconnectées au réseau métropolitain continental : ces clients ont droit aux TRV.

Cadre réglementaire

Tarifs réglementés de vente - mouvements tarifaires

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

1.4.2.1.3 Les contrats de fourniture d'électricité en offres de marché

En France métropolitaine continentale, l'ensemble des clients résidentiels et non résidentiels peuvent également choisir une offre de marché proposée par tout fournisseur, y compris EDF.

À l'exception des clients raccordés directement au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour la fourniture et l'acheminement, tous les autres clients peuvent conclure un contrat unique avec le fournisseur de leur choix. À ce titre, un commissionnement est versé par le distributeur à tout fournisseur qui offre un contrat unique à ses clients puisqu'il remplit, ce faisant, des prestations de gestion de clientèle pour le compte du distributeur.

La qualité de la fourniture, qui est de la responsabilité du distributeur, est suivie régulièrement dans le cadre des contrats avec les distributeurs. EDF suit l'impact des coupures et de la qualité de la fourniture sur ses clients ainsi que leur satisfaction. L'objectif est de travailler avec le distributeur dans une démarche d'amélioration continue.

1.4.2.2 Les activités de la Direction Commerce

La Direction Commerce d'EDF regroupe l'ensemble des activités de vente d'électricité, de gaz et de services associés en France métropolitaine continentale. Elle assure également toutes les activités de gestion clientèle, notamment la gestion des demandes clients arrivant par tous les canaux (téléphone, courriel...), la gestion des réclamations, la facturation et le recouvrement. Ces activités concernent tous les segments de clients : particuliers, professionnels, entreprises et collectivités. Pour les plus grands clients (industriels et tertiaires), les prestations de services énergétiques sont commercialisées et réalisées principalement par Dalkia, filiale d'EDF.

Pour réaliser ses activités, la Direction Commerce s'appuie sur des fondamentaux reconnus :

- la confiance de ses clients qu'elle cherche toujours à renforcer ;
- la présence territoriale au travers de ses plus de 6 000 conseillers clientèle, tous basés en France, de ses 8 Directions Commerciales Régionales et de la Direction Grands Comptes ;
- l'innovation permanente dans les domaines du numérique, de la mobilité électrique, des solutions d'autoconsommation ou encore des flexibilités électriques.

EDF est devenue, en 2021, le premier énergéticien à obtenir la certification « Relation Client France » mise en place par l'Association française de la relation client (AFRC) et l'Association Pro France. Cette certification reconnaît les entreprises françaises qui font le choix d'implanter l'intégralité de leur service client en France et qui s'engagent dans les territoires au travers d'actions dans les domaines de l'insertion locale, de la formation et de l'inclusion.

1.4.2.2.1 L'activité par catégorie de clients

1.4.2.2.1.1 Les clients Particuliers

La satisfaction et la confiance des clients particuliers sont une priorité pour EDF. 9 clients sur 10 sont satisfaits de la relation après un contact téléphonique avec EDF (enquête de satisfaction envoyée aux clients ayant appelé le 3404). Selon le Baromètre Image EDF 2025 (*Échantillon de 1 016 personnes - Terrain du 22 juillet au 3 août 2025 - Interrogation en face-à-face au domicile des répondants)* : l'image globale d'EDF atteint son plus haut niveau depuis 15 ans avec 88 % de bonne opinion dont 24 % de très bonne opinion, 80 % des personnes interrogées estiment que l'on peut faire confiance à EDF pour être honnête avec ses clients, et 78 % estiment qu'EDF est à l'écoute des besoins de ses clients. Dans le rapport de mi-année du Médiateur de l'énergie publié mi-2025, EDF présente par ailleurs l'un des taux de litiges les plus faibles du marché, en 4e rang des fournisseurs (entre 2023 et mi-2025 : baisse du taux de saisines de 4 points). L'expérience client offerte est à la fois humaine (via ses conseillers tous basés en France et joignables par téléphone et tchat) et numérique (espace client, tchat, *web call back*, application mobile EDF&Moi, réseaux sociaux,...).

La fourniture d'énergies

La fourniture d'électricité

EDF fournit de l'électricité au TRV et propose également une gamme complète d'offres de marché en électricité, adaptées aux attentes et besoins des clients.

Pour le TRV en 2025, de nombreux clients ont continué de souscrire aux options Heures creuses/Heures pleines et à TEMPO, permettant de faire des économies en déplaçant les consommations au meilleur moment et notamment les jours de tension sur le système électrique pour les clients TEMPO.

Pour les offres de marché, la gamme est structurée autour de deux types d'offres :

- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end », « Zen Week-end Plus », « Zen Online »). En 2023, la gamme s'est enrichie avec l'option Flex de l'offre Zen Week-end, une option d'effacement intégrée à la fourniture, incitant les clients à déplacer leurs consommations notamment les jours de tension sur le système électrique. Depuis 2024, une nouvelle offre est disponible et est particulièrement demandée par les clients, Zen Fixe, une offre à prix fixe du kWh (part énergie) pour deux ans (Catégorie « Autre Offre » selon la typologie définie par la CRE) ;
- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Week-end », « Vert Électrique Auto », et « Vert Électrique Régional » qui est labellisée « VertVolt » en 2024 par l'ADEME).

La fourniture de gaz

EDF accompagne ses clients dans la maîtrise et la réduction de leurs consommations et donc des émissions en CO_2. Depuis 2023, la gamme d'offres de marché en gaz a été rationalisée via la fourniture des offres « Avantage Gaz » avec un prix du kWh fixe pendant 2 ans. L'offre, « Avantage Gaz Optimisé », indexée sur le tarif réglementé du gaz, est désormais indexée sur le prix de référence de la CRE dans le cadre de la fin du tarif réglementé du gaz. La commercialisation de cette offre a permis aux clients de bénéficier du bouclier tarifaire gaz jusqu'en février 2025.

Le suivi de consommation

En lien avec ses offres de fourniture, EDF accompagne ses clients pour qu'ils puissent suivre, comprendre et ainsi réduire leurs consommations d'énergie dans la durée. L'objectif est de les inciter à réaliser des économies d'énergie avec les solutions numériques « Mes Éco et Moi ». Les clients qui consultent plus de 2 à 3 fois par mois leur Suivi conso peuvent ainsi réaliser en moyenne 10 % d'économies d'énergie. Les outils de suivi de consommation, notamment l'application « EDF&Moi », rencontrent un succès croissant avec plus de 215 millions de visites en 2025. EDF&Moi permet un suivi en temps réel, par les clients particuliers, de leur consommation électrique. Le pilotage des usages est progressivement enrichi pour permettre aux clients EDF d'optimiser au mieux leurs usages (chauffage, climatisation, recharge véhicule électrique) et ainsi mieux maîtriser leur facture d'énergie.

Une gamme de services pour répondre aux besoins de nos clients

EDF propose une large gamme de solutions permettant d'accompagner chaque ménage dans la maîtrise de sa facture énergétique, la maîtrise de ses consommations, la décarbonation de ses consommations et la maîtrise de son confort :

- des solutions de dépannage, d'assurance, de pilotage et de télésurveillance pour l'ensemble des clients :
  - la gamme Assistance Dépannage, en partenariat avec AXA, qui permet aux clients de bénéficier d'un service d'assistance en cas de panne sur leurs équipements (électriques, de télécom, de plomberie...), et qui se décline en 5 forfaits différents proposés en fonction des besoins et de la situation du client,
  - le service Protection Facture, en partenariat avec Metlife, qui est un contrat d'assurance facture, commercialisé depuis le 2 janvier 2026. En cas d'accident de la vie (ex. hospitalisation, perte d'emploi, etc.), le client reçoit, sous certaines conditions, une indemnité égale au montant mensuel estimé de ses factures d'énergie lors de la souscription, pendant un an maximum et dans la limite des plafonds contractuels. En complément, il peut aussi bénéficier de services d'aide à la personne adaptés à sa situation pour faciliter le quotidien,
  - depuis 2019, EDF met également en relation ses clients avec son partenaire EPS (1) en cas d'intérêt pour une offre de télésurveillance,
  - depuis fin 2024, EDF commercialise la station connectée Sowee et ses services associés. En connectant leur thermostat connecté Sowee à l'application EDF&Moi, les clients peuvent – en plus des fonctionnalités d'un thermostat classique – personnaliser leurs plannings de chauffage selon les caractéristiques de leur contrat d'énergie ;

(1) EPS : société EPS, leader de la télésurveillance en France. Pour en savoir plus : www.homiris.fr/fr/a-propos.html

- un accompagnement spécifique à des moments-clés de la vie des clients :
  - > lors des déménagements, en mettant à leur disposition des conseils et une checklist pour leur faciliter leur déménagement. Les clients qui souscrivent un contrat d'énergie auprès d'EDF ont aussi accès à des bons plans négociés avec des partenaires de premier plan en lien avec le déménagement, l'électroménager, la décoration ou encore les travaux,
  - > des offres ciblées comme les « Extras d'EDF » pour les jeunes afin de les aider à faire des économies sur leur contrat d'électricité et leur offrir des cadeaux pour les aider dans leur emménagement ;
- des solutions portées également par nos entités et filiales (1) pour aider les clients, dans leur logement, à consommer moins, consommer mieux et à décarboner tout en électrifiant leurs usages, qu'il s'agisse :
  - > d'offres de rénovation énergétique des logements, notamment d'isolation ou de rénovation énergétique globale par IZI by EDF,
  - > d'offres de remplacement et d'entretien de systèmes de chauffage, avec un effort particulier sur la pompe à chaleur par IZI by EDF et IZI Confort,
  - > d'offres d'installation de bornes de recharge en maison individuelle comme en copropriété par IZI by EDF,
  - > du pilotage du chauffage des radiateurs non connectables sur l'application EDF&Moi grâce au thermostat Sowee by EDF ou encore de solutions de financement des travaux, soit par le système des certificats d'économies d'énergie (CEE) via les primes Énergie d'EDF, soit via des prêts bonifiés portés par Domofinance (voir la section 1.4.6.1.3 « Les autres activités de services du groupe EDF »).

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

Cadre réglementaire

Mis en place en 2006, le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a évolué au 1er janvier 2022 avec la mise en place de la cinquième période (2022-2025) du dispositif après une quatrième période (2018-2021) qui visait une obligation totale de 2 133 TWhcumac.

L'obligation nationale CEE 5e période est de 3 100 TWhcumac pour la période (soit + 45 % par rapport à la période précédente) dont 1 130 TWhcumac d'obligation « précarité », cette dernière étant en hausse significative de + 79 % par rapport à celle de la 4e période.

La cinquième période des CEE accroît l'efficience du dispositif (forte baisse des bonifications, accroissement des contrôles des opérations avant dépôt, obligation de reporting des travaux engagées, accent mis sur la rénovation globale des logements, renforcement et rationalisation des programmes nationaux CEE), renforce ce dernier en faveur des ménages en grande précarité tout en accentuant l'effort pour les fournisseurs d'énergies carbonées.

Le décret portant sur la 6e période CEE sur 2026-2030 a été publié au Journal officiel de la République française le 4 novembre 2025. Il prévoit une obligation de 1 050 TWhc/an, soit + 27 % par rapport aux années 2023 à 2025.

EDF, en tant qu'acteur obligé de la réglementation relative aux certificats d'économie d'énergie, encourage les particuliers à réaliser des économies d'énergie. Elle promeut notamment la rénovation énergétique de l'habitat via ses réseaux de « Partenaires Économies d'Énergie » et de distributeurs. En outre, via le site www.prime-energie-edf.fr, tous les particuliers peuvent directement recevoir une prime financière de la part d'EDF, après avoir réalisé des travaux d'efficacité énergétique visés par le dispositif à leur domicile (2).

La politique de solidarité

L'engagement du groupe EDF en matière d'accompagnement des clients les plus précaires et les plus fragiles est très ancien. La politique d'EDF en la matière vise :

- à prévenir les situations de précarité énergétique ou de difficulté de paiement des factures par le conseil, la mise à disposition d'outils de maîtrise des consommations, la facilitation de la réalisation de travaux de rénovation énergétique ;
- à accompagner au mieux les clients qui rencontrent des difficultés pour trouver, en lien avec nos partenaires, les solutions les plus adaptées.

Pour ce faire, des moyens significatifs sont mobilisés afin que cette politique soit une réalité sur le terrain, et EDF reste un acteur singulier parmi les fournisseurs d'énergie sur cette dimension. Ainsi, EDF a été le premier fournisseur, fin 2021, à accompagner ses clients particuliers en situation d'impayés en mettant fin aux coupures d'alimentation en électricité tout au long de l'année (sauf exceptions résiduelles). Avec cette mesure, EDF est allée plus loin que les obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure ne s'applique pas en cas d'impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. Voir la section 3.3.5.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».

1.4.2.2.1.2 Les clients du marché d'affaires

Acteur ancré dans les territoires, EDF accompagne ses clients entreprises et collectivités dans leurs ambitions en matière de performance durable, de compétitivité et de décarbonation en lien avec l'objectif national de neutralité carbone. EDF propose une large gamme d'offres de fourniture d'électricité et de gaz ainsi que des offres de services.

Les offres d'EDF

EDF propose des contrats simples de fourniture d'électricité et de gaz associés à des services de gestion visant notamment à accompagner les clients dans leur démarche de décarbonation et de réduction de leurs factures. Pour les clients ayant des consommations plus importantes, il est possible d'adapter leur contrat (durée, prix fixe ou indexé) en fonction de leurs attentes et de la visibilité de leurs budgets. Enfin, EDF accompagne les clients ayant les plus fortes consommations avec des offres personnalisées et le cas échéant, une valorisation de leur capacité d'effacement.

À travers la structure de ses offres, EDF incite ses clients à optimiser leurs consommations et les déplacer vers les heures de moindre tension du système électrique. EDF propose, par exemple, une différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses, ou entre prix d'été et prix d'hiver, ainsi que l'option Sobriété qui comprend un poste de pointe mobile incitant à diminuer sa consommation pendant les heures les plus tendues. Pour les clients professionnels, EDF propose également une offre innovante à prix réduits le soir après 20 heures, ainsi que les week-ends et jours fériés.

EDF dispose d'une gamme enrichie de solutions et services à destination de tous les clients, grandes ou petites entreprises et collectivités, comme les solutions d'assistance dépannage à destination des TPE/PME et l'accompagnement des entreprises autour du génie électrique (visant à sécuriser les installations électriques intérieures des clients).

EDF Commerce propose désormais des offres de fourniture de détail de moyen terme jusqu'à 5 ans. Entre le lancement de ces offres début 2024 et fin 2025, EDF a signé environ 18 000 offres de moyen terme, pour un volume cumulé toutes échéances de l'ordre de 31 TWh/an. Les signatures concernent des clients de tous volumes de consommation et de tous secteurs d'activités. Par ailleurs, EDF a conclu avec des clients les plus électro-intensifs des contrats d'approvisionnement de long terme, d'une durée de 10 ans comprenant des mécanismes équilibrés de partage des risques et des bénéfices entre les deux parties.

À noter qu'en dehors de ces offres de l'entité de commercialisation d'EDF, des contrats de partenariats sont également proposés par l'entité en charge de l'optimisation (voir la section 1.4.3.2 « Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme »).

(1) Ces offres peuvent être proposées par les conseillers clients EDF, dans le respect des consignes juridiques liées au droit de la concurrence et de l'Autorité de la concurrence.
(2) Sous réserve de répondre aux exigences strictes de la réglementation des CEE en vigueur et d'avoir transmis les justificatifs requis.

La plupart des offres de service proposées par le groupe EDF ont pour objectif d'accompagner les clients dans leur démarche de décarbonation et de réduction de leurs factures au travers des actions suivantes :

Adapter sa façon de consommer et conduire son activité pour consommer moins et/ou au bon moment

En parallèle des encouragements à l'électrification des usages en remplacement des énergies fossiles, EDF sensibilise les clients à la sobriété durable au travers des écogestes, et propose à tous les segments de clients des outils de suivi de consommation.

Transformer, changer ou faire évoluer ses équipements et processus consommateurs d'énergies

EDF propose des audits et conseils pour améliorer l'efficacité énergétique, le management d'énergie ou encore la mise en œuvre de la certification ISO 50001. EDF accompagne notamment ses clients dans leurs projets de substitution ou électrification des usages. Par exemple, concernant la mobilité électrique, en lien avec sa filiale EDF business services (ex-IZIVIA), EDF propose des conseils d'aide au dimensionnement des installations de bornes électriques de recharge et des services associés. EDF a par ailleurs noué plusieurs partenariats avec des constructeurs et des leaders du secteur automobile. EDF propose également des conseils en matière de récupération de chaleur ou de froid pour les industriels disposant de processus adaptés.

Développer son mix énergétique vers davantage de production renouvelable et/ou locale

EDF propose à tous ses clients, et pour toutes ses offres d'électricité, une option qui garantit qu'une production d'électricité d'origine renouvelable correspondant à un pourcentage de leur consommation est injectée sur le réseau. EDF facilite la communication de ses clients sur leur engagement dans la transition énergétique. EDF développe également, à destination de ses plus grands clients, avec sa filiale Agregio Solutions, des solutions de type PPA (Power Purchase Agreement) réalisées à partir d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable. Enfin, EDF propose des solutions d'autoconsommation photovoltaïque optimisées selon le besoin d'électricité. Elles sont complétées par une palette de services associés tels que le financement, la maintenance, la supervision et le suivi de performance, en lien avec sa filiale EDF solutions solaires. EDF propose également à ses clients autoconsommateurs des offres de complément de fourniture d'électricité spécialement adaptées à leur profil. Elles leur permettent de maximiser leurs économies liées à l'autoproduction et, le cas échéant, au pilotage de leur consommation.

La production de certificats d'économies d'énergie (CEE)

EDF encourage ses clients industriels, tertiaires, collectivités et bailleurs sociaux à faire des économies d'énergie au travers de la réalisation de travaux :

- d'efficacité énergétique et de décarbonation sur les processus industriels, entre autres grâce à l'électrification des usages ;
- de rénovation, d'isolation ou de pilotage des systèmes énergétiques des bâtiments collectifs et tertiaires.

EDF participe à la lutte contre la précarité en accompagnant les bailleurs sociaux dans la rénovation de leur parc immobilier et la diffusion des éco-gestes auprès de leurs locataires.

Par ailleurs, au travers des financements de programmes CEE, EDF participe notamment à :

- la sensibilisation des plus jeunes à la transition écologique ou à l'éco-mobilité ;
- l'information, la formation et au développement de l'innovation en faveur de la maîtrise de la demande énergétique auprès des industriels ou des PME.

EDF contribue également, par le biais de ces programmes, au fonds de garantie pour la rénovation énergétique [1].

La satisfaction clients

Depuis de nombreuses années, EDF place la satisfaction de ses clients au cœur de ses priorités. Dans un contexte en forte évolution, EDF a conduit des transformations majeures pour améliorer significativement, et en continu, l'expérience client et la qualité de service délivrée.

Des dispositifs de mesure de la satisfaction sont mis en place aux différentes étapes de la relation avec les clients (satisfaction globale, *Net Promoter Score*, score d'effort client) mais aussi auprès des clients qui n'ont pas sollicité EDF (baromètre). Le but est de mesurer leurs attentes dans les domaines de la fourniture d'énergie, de services, d'informations et d'accompagnement, afin de mettre en place des plans d'action lorsque cela est nécessaire. Ces démarches ont abouti à une augmentation significative de la satisfaction des clients sur quasiment tous les segments dans les cinq dernières années. En 2025, 87 % des clients se déclarent satisfaits ou très satisfaits d'EDF.

L'action d'EDF auprès des clients collectivités territoriales, bailleurs sociaux, entreprises locales de distribution (ELD) et tertiaire public

En matière de transition énergétique, EDF répond de manière adaptée aux besoins des collectivités et établissements publics à décision décentralisée (hôpitaux, universités et grandes écoles, chambres de commerce et d'industrie, CROUS [2], ports et aéroports). Le groupe EDF agit dans les domaines suivants :

- la fourniture d'électricité et de gaz à prix de marché répondant à leurs problématiques énergétiques ;
- le développement d'offres et de services en matière de transition énergétique : Plan climat air énergie territorial, écoquartiers, production locale, éclairage public, mobilité électrique, efficacité énergétique des bâtiments,... ;
- par ailleurs, au titre de ses missions de service public, EDF est en charge de :
  - la signature des contrats de concession pour la mission de fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente,
  - la lutte contre la précarité énergétique.

S'agissant de la maîtrise des consommations d'énergie, des conventions sont signées avec des collectivités territoriales. Elles visent à les accompagner sur leur territoire dans la réalisation d'actions spécifiques en matière de transition énergétique et d'énergies renouvelables. Un dispositif d'accompagnement destiné aux bailleurs sociaux vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des CEE. En 2024, 188 275 logements ont fait l'objet d'un accompagnement pour des travaux de rénovation, dont 9 924 ont bénéficié d'une aide majorée grâce au dispositif « coup de pouce ».

1.4.2.2.2 Pour une ville et des territoires durables

Les villes et territoires doivent concilier attractivité territoriale et développement responsable. Le groupe EDF répond aux besoins des acteurs du développement des territoires. Il identifie les différentes solutions et services énergétiques possibles, compte tenu des caractéristiques techniques et économiques des projets. L'objectif est de les accompagner dans la transition énergétique et la décarbonation de leurs usages. En région, 50 Directeurs de Développement sont présents sur l'ensemble des territoires. L'objectif est de répondre au mieux aux besoins des métropoles, communautés urbaines, villes moyennes et rurales.

Le groupe EDF a développé une gamme d'offres de conseil qui permet de :

- concevoir un quartier bas carbone ;
- dresser une stratégie de rénovation d'un parc de bâtiments à partir d'une stratégie patrimoniale ;
- construire un plan d'électrification de flottes de véhicules ou d'implantation de bornes avec sa filiale EDF business services (ex IZIVIA) ;
- installer des panneaux photovoltaïques avec sa filiale EDF solutions solaires ou d'autres partenaires.

(1) Mentionné à l'article L. 312-7 du Code de la construction et de l'habitation.
(2) Centre régional des œuvres universitaires et scolaires.

1.4.2.2.3 Protection des données clients

Une attention particulière est portée à la protection des données clients d'EDF, et plus globalement à la protection de son patrimoine informationnel. Elle vise notamment la conformité des traitements des données à caractère personnel en application du règlement général sur la protection des données (RGPD). Des contrôles réguliers sont réalisés chaque année, tant sur la protection du patrimoine que sur la sécurité des systèmes d'information.

EDF maintient à jour une classification des informations et documents en regard de leur confidentialité afin de mettre en œuvre les mesures de sécurité les plus adaptées. L'ensemble des conseillers clientèle est régulièrement sensibilisé et formé afin de pouvoir répondre aux demandes relatives à la protection des données personnelles et notamment l'exercice des droits. Les plus complexes sont gérées conjointement avec l'Interlocuteur Informatique & Liberté (I2L) et le Délégué à la Protection des Données (DPO).

1.4.3 Activités d'optimisation en France (1)

L'électricité ne se stocke pas : aussi, EDF doit fournir, à chaque instant, la juste quantité d'électricité correspondant à la demande de ses clients. Les activités d'optimisation ont pour but de prévoir cette demande et d'effectuer les arbitrages nécessaires entre les ressources disponibles pour la satisfaire (moyens de production, contrats d'approvisionnement long terme, achats sur les marchés de gros, etc.). L'optimisation de la production d'EDF consiste également à couvrir les risques physiques, financiers et de marché.

Cadre réglementaire

Marchés de gros de l'énergie - règlement REMIT

Le règlement (UE) n° 1227/2011 modifié, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie, entré en vigueur le 28 décembre 2011, vise à garantir la confiance des acteurs de marché et des consommateurs dans l'intégrité des marchés de gros de l'électricité et du gaz. Les règlements n° 2024/1106 du 11 avril 2024 et 2024/1789 du 13 juin 2024, venus amender récemment le règlement REMIT, ont notamment étendu son périmètre au marché de l'hydrogène, et renforcé la surveillance des marchés en faisant peser de nouvelles obligations sur les acteurs de marché. Des textes d'application sont attendus en 2026.

Le renforcement de l'intégrité et de la transparence des marchés de gros de l'énergie doit favoriser une concurrence ouverte et loyale sur ces marchés afin, notamment, que les prix fixés sur ces marchés reflètent une interaction équilibrée et concurrentielle entre l'offre et la demande. Le règlement interdit les opérations d'initiés et les manipulations de marché et crée une obligation de publication des informations privilégiées, telle que définie au sens de REMIT.

L'ACER, Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, a notamment pour mission de surveiller les échanges commerciaux de produits énergétiques de gros pour détecter et empêcher les transactions fondées sur des informations privilégiées et des manipulations de marché. L'ACER recueille en outre les données nécessaires pour évaluer et surveiller les marchés. Le règlement prévoit en effet que les acteurs du marché, ou une personne habilitée à le faire pour leur compte, fournissent à l'ACER un relevé détaillé des interventions du marché de gros de l'énergie.

Les acteurs du marché effectuant des transactions pour lesquelles une déclaration auprès de l'ACER est obligatoire doivent s'enregistrer auprès de l'autorité de régulation nationale de l'État membre dans lequel ils sont établis (la Commission de régulation de l'énergie – CRE – en France) ou, s'ils ne sont pas établis dans l'Union européenne, de celle d'un État membre dans lequel ils exercent une activité.

Enfin, au niveau national, les autorités de régulation nationales collaborent et peuvent surveiller les échanges de produits énergétiques de gros. Les États membres déterminent le régime des sanctions applicables aux violations de REMIT, dans le cadre fixé par le règlement modifié.

En France, la réglementation applicable, récemment modifiée par la loi 2025/391 du 30 avril 2025 est aujourd'hui codifiée au Code de l'énergie, notamment :

- l'article L. 131-2 du Code de l'énergie prévoit que la CRE surveille les marchés de gros de l'électricité et du gaz et garantit notamment le respect des interdictions relatives aux abus de marché et de l'obligation de publier les informations privilégiées détenues par les acteurs de marché ;
- les articles L. 135-1 à L. 135-16 relatifs aux procédures d'enquêtes et de contrôle par la CRE, et ses compétences en matière de recueil d'information pour l'accomplissement de ses missions ;
- les articles L. 134-25 à L. 134-34 relatifs aux procédures devant le CoRDiS de la CRE.

1.4.3.1 Rôle et activités de la Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* (DOAAT)

La gestion de l'équilibre offre/demande d'électricité au sein d'EDF se décline jusqu'au temps réel, dans le cadre fixé par les politiques de risques, élaborées conformément aux directives de la Direction du Contrôle des Risques du Groupe et validées par le Comité exécutif d'EDF. Voir la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché », risque 4A « Risque marchés énergies ».

Les aléas climatiques sont dimensionnants pour cette gestion. Ainsi, une baisse de la température de 1 °C en hiver entraîne en moyenne une hausse de la consommation d'électricité en France de l'ordre de 2 400 MW (2). Le portefeuille d'EDF porte une grande partie de cette thermo-sensibilité. Par ailleurs, en fonction de l'hydraulicité, l'amplitude de production hydraulique au périmètre d'EDF entre deux années extrêmes peut atteindre une vingtaine de térawattheures.

Sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine continentale, la DOAAT assure vis-à-vis de Réseau de transport d'électricité (RTE) le rôle de « responsable d'équilibre ». L'optimisation consiste à proposer à RTE un programme d'offre équilibré avec la demande, permettant d'assurer la sécurité physique d'approvisionnement à l'échelle de son périmètre tout en minimisant les risques et le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF.

(1) Cette section porte sur la France métropolitaine continentale.
(2) Source RTE.

La DOAAT s'assure, à tous les horizons de temps, qu'elle dispose des moyens qui lui permettront de faire face à ses engagements. Pour cela, elle dispose d'un ensemble de leviers d'action :

- programmation des opérations de maintenance des moyens de production (notamment nucléaires) ;
- gestion des stocks (combustibles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients) ;
- achats et ventes sur les marchés de gros via EDF Trading chargé de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT. Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».

La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'électricité et des combustibles (gaz, charbon, produits pétroliers) et de marché des quotas d'émission de CO_2, en s'appuyant sur EDF Trading.

1.4.3.2 Contrats d'achat et de vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de contrats d'achat ou de vente d'énergie avec des opérateurs européens. Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :

- soit des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, sur la durée d'exploitation de l'installation. Voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » ;
- soit des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie, d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans. Dans le cadre de l'évolution de la politique commerciale, EDF a conclu en 2025 douze contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN), de 10 ans et plus, avec des entreprises électro-intensives. Depuis le 13 novembre 2025, EDF a élargi le périmètre des acteurs éligibles aux CAPN via une souscription (voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du groupe »). Ces contrats s'appuient sur une contribution initiale (CI) couvrant les investissements passés, ainsi qu'une contribution aux coûts fixes et aux coûts proportionnels du parc nucléaire historique.

1.4.3.3 Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)

Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France » ainsi que la section 1.4.2.1.1 « La concurrence ».

1.4.3.4 Mécanisme de capacité

Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1 « Chiffre d'affaires ».

1.4.3.5 Périmètres d'équilibre et de capacité dédiés aux obligations d'achat (OA) et ventes sur les marchés

Cadre réglementaire

EDF est acheteur obligé de l'électricité produite par les installations de production dont le gouvernement souhaite soutenir le développement au moyen d'un contrat d'achat (sources d'énergies renouvelables et cogénérations présentant une efficacité énergétique). En application de la délibération de la CRE du 16 décembre 2014, l'ensemble de l'électricité ainsi achetée est géré dans un périmètre d'équilibre dédié aux installations sous contrat d'obligation d'achat (OA) mis en place le 1er juillet 2015. Les surcoûts pour EDF de cette obligation sont compensés par le budget de l'État sur la base d'une référence aux prix de marché de l'électricité (notion de « coût évité »), conformément à la législation (article L. 121-7 du Code de l'énergie). Depuis le 1er janvier 2017, les coûts de gestion de cette mission de service public sont eux aussi compensés.

La DOAAT organise la vente de l'énergie produite par les installations sous contrat d'OA directement sur les marchés de l'énergie. La gestion de ce périmètre est totalement indépendante de celle du portefeuille d'EDF. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à long terme (la part dite « quasi certaine » des OA) sont vendus par des appels d'offres transparents et non discriminatoires. Les volumes d'électricité sous OA prévisibles à court terme (la veille pour le lendemain, dits « part aléatoire des OA ») sont vendus sur EPEX Spot.

De même, sur un périmètre dédié aux obligations d'achat, la DOAAT procède à la certification des capacités des installations de production sous OA, aux nécessaires rééquilibrages et à la vente sur le marché des garanties de capacité associées.

1.4.4 Activités régulées de transport et de distribution en France

Les activités de transport et de distribution d'électricité en France hexagonale relèvent du gestionnaire de réseaux de transport (RTE) pour la haute et la très haute tension et des gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et les entreprises locales de distribution – ELD – dans leurs zones de desserte exclusives respectives) pour la moyenne et la basse tension.

RTE, gestionnaire de réseau de transport indépendant suivant le modèle « Independent Transmission Operator » en droit communautaire, et Enedis sont gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.

Dans les Zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (Corse, La Réunion, la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe ainsi que Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon et plusieurs îles du Ponant), la gestion des réseaux est assurée par EDF (voir la section 1.4.4.3 « Systèmes Énergétiques Insulaires »).

1.4.4.1 Transport – RTE, Réseau de transport d'électricité

10 440 km	10 781	381 TWh	3,4 Mds€
de lignes à haute et à très haute tension en 2025 (1)	collaborateurs (dont environ 500 alternants)	de soutirages en 2025 (corrigés de l'effet météo)	d'investissements en 2025

(1) Tous niveaux de tension, y compris en courant continu, et tous types de pose, y compris le réseau immergé.

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE, Réseau de transport d'électricité est le propriétaire et gestionnaire du réseau public de transport d'électricité français, qu'il exploite, entretient et développe. À fin 2025, avec 97 850 kilomètres de lignes aériennes, plus de 8 000 kilomètres de lignes souterraines, près de 590 km de lignes sous-marines, environ 2 880 postes électriques en exploitation ou coexploitation et une cinquantaine de liaisons transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe continentale. Son positionnement géographique particulier le place au cœur du système électrique européen.

Garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique, RTE assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau. En tant qu'opérateur industriel de la transition énergétique, neutre et indépendant, RTE optimise et transforme son réseau pour raccorder les nouvelles installations de consommation et de production. RTE, par son expertise et ses études prospectives, éclaire les choix des pouvoirs publics.

RTE est indirectement détenu à 50,1 % par EDF au 31 décembre 2025, via la société Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE). Ses conditions spécifiques de gouvernance conduisent le Groupe à ne pas consolider RTE par intégration globale mais par mise en équivalence.

1.4.4.1.1 Gouvernance de CTE et de RTE

CTE

CTE est une société anonyme à Conseil d'administration, détenue à hauteur de 50,1 % par EDF, de 29,9 % par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et de 20 % par CNP Assurances (1). Elle détient 100 % du capital social de RTE. Conformément à ses statuts, CTE a pour objet exclusif l'acquisition et la détention des titres de la société RTE, et généralement, toutes opérations commerciales, financières, mobilières et immobilières se rattachant directement, ou indirectement, à son objet ou pouvant en faciliter la réalisation et en stimuler le développement.

Le Conseil d'administration de CTE est composé de huit membres nommés pour une durée de six ans, dont quatre représentants d'EDF, deux représentants de la CDC et deux représentants de CNP Assurances. Le Contrôleur général de la conformité de RTE assiste au Conseil d'administration de CTE.

RTE

RTE est une société anonyme à Conseil de surveillance et Directoire. Le Conseil de surveillance de RTE est composé de douze membres nommés pour cinq ans. Six sont représentants de l'actionnaire CTE, deux sont nommés en vertu des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (l'État et un membre du Conseil nommé sur proposition de l'État), et quatre sont représentants des salariés.

D'autres personnes participent aux séances du Conseil de surveillance sans en être membre :

- un Commissaire du Gouvernement ;
- un représentant du Contrôle général économique et financier ;
- le Secrétaire du Comité social et économique central de RTE ;
- le Contrôleur général de la conformité de RTE ;
- les membres du Directoire de RTE (2) ;
- le Secrétaire du Conseil de surveillance.

Le Directoire de RTE est constitué de cinq membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts de RTE. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du ministre chargé de l'énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

1.4.4.1.2 Activités de RTE

RTE assure sur le territoire français métropolitain continental la gestion du réseau public de transport et l'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE est titulaire de la concession du réseau public de transport d'électricité jusqu'en 2051 et exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type, approuvé par décret.

RTE doit faire face à différents défis dans sa mission de gestionnaire du réseau de transport d'électricité :

- d'une part, il lui revient d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, dans un contexte d'évolution importante et déjà visible du système électrique français et européen interconnecté dont l'intégration se poursuit ;

(1) Dont 0,96 % détenu par sa filiale CNP Retraite.
(2) Hors *executive session*.

- d'autre part, il lui incombe de maintenir à niveau son outil industriel et d'assurer son évolution pour répondre aux besoins de la collectivité et des consommateurs. À ce titre, le plan de développement du réseau à horizon 2040, dont les orientations ont été présentées mi-février 2025, ont reçu un avis favorable de la CRE en février 2026 et ont fait l'objet d'un débat public national au cours du second semestre 2025, définit la stratégie d'évolution du réseau pour accueillir de nouvelles infrastructures décarbonées (nouveaux moyens de production et nouveaux consommateurs), renouveler le réseau existant et l'adapter aux conséquences du changement climatique.

Analyses relatives au système électrique

RTE publie régulièrement des bilans et des prévisions sur l'équilibre offre-demande d'électricité, notamment dans le Bilan prévisionnel et le Bilan électrique.

Publication du Bilan prévisionnel 2025

Mardi 9 décembre 2025, RTE a présenté les grands enseignements de son Bilan prévisionnel 2025 qui actualise les perspectives d'évolution de la consommation et de la production d'électricité en France et en Europe à l'horizon 2035.

Le Bilan prévisionnel 2025 confirme la pertinence de la stratégie à long terme de la France pour réduire ses dépendances aux énergies fossiles importées. Dans cette perspective, il souligne des rythmes différenciés d'évolution de la consommation et de la production d'électricité française qui conduit à un épisode de surcapacité : à court terme, la consommation d'électricité reste stable, en décalage avec une production d'électricité bas carbone, disponible en abondance. Dans ce contexte, permettre la concrétisation effective des projets de consommation qui ont émergé depuis trois ans, dans l'industrie, le numérique, les transports, en particulier, est identifié comme le levier le plus efficace sur le plan de l'économie du système électrique pour engager la décarbonation. Ainsi, le cadre de long terme qui a été fixé et ses conclusions sur les besoins d'investissements dans le réseau de RTE sont confirmés, en particulier la priorité donnée au raccordement des consommateurs. Le rapport identifie des pistes pour raccorder vite les projets les plus matures.

Analyses sur le bilan de la France en matière d'électricité 2025

Selon les analyses de RTE publiées dans le Bilan électrique 2025, l'année 2025 s'inscrit globalement dans la continuité de la tendance de 2024.

En France métropolitaine (Corse comprise), la consommation électrique, corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires, est restée stable par rapport à celle de l'année précédente. Avec un niveau de 451 TWh, elle reste très en retrait, d'environ 6 %, par rapport à celle observée au cours de la période 2014-2019 (avant les crises sanitaire et énergétique). La persistance des répercussions de la crise énergétique et du contexte géopolitique incertain, en particulier sur l'activité industrielle, ainsi que les progrès liés à l'efficacité énergétique, tendent à compenser la faible électrification des usages. Après deux années de forte croissance en 2023 et 2024, liée essentiellement au rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire et à l'amélioration de la production hydraulique du fait de conditions météorologiques plus favorables, le volume d'électricité produite en France métropolitaine a très légèrement crû en 2025, atteignant 547,5 TWh. La production d'électricité bas carbone française a atteint un maximum historique (521,1 TWh), avec des dynamiques contrastées selon les filières. La production nucléaire a retrouvé des niveaux plus élevés après le redressement entamé en 2023 et poursuivi en 2024 (373 TWh), la production solaire (33 TWh) et éolienne (50 TWh) ont progressé, alors que la production hydraulique a baissé significativement (62 TWh) après une année 2024 où elle avait bénéficié de précipitations exceptionnelles. En 2025, avec un solde exportateur de 92,3 TWh, la France a une nouvelle fois battu son record d'exportations nettes d'électricité. Il s'agit de la deuxième année consécutive – le précédent record de 2002 (76 TWh) n'ayant été dépassé qu'en 2024 (89 TWh). Ceci témoigne de la compétitivité de la production d'électricité bas carbone française (nucléaire et renouvelable) à l'échelle européenne.

La qualité de l'électricité fournie par RTE est estimée par deux indicateurs : le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure. Les valeurs pour 2025 de ces indicateurs sont encore provisoires. Avec les éléments disponibles à date, le temps de coupure équivalent serait de 3 min 12s (l'objectif fixé par la CRE est de 2 min 54s) et la fréquence de coupure de 0,363 (l'objectif fixé par la CRE est de 0,38).

Stratégie de développement du réseau

La stratégie de RTE en 2025 s'inscrit dans le cadre du schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié mi-février 2025. Celui-ci a fait l'objet d'un débat public national au second semestre 2025 et a reçu un avis favorable de la CRE en février 2026.

Ce document expose les nouveaux principes de la trajectoire industrielle de RTE et les évolutions à apporter pour atteindre les objectifs définis par les pouvoirs publics en matière d'accélération de la décarbonation, de réindustrialisation et d'adaptation au changement climatique. Trois priorités se dégagent : renouveler un réseau qui vieillit et le protéger face au changement climatique, raccorder les installations bas carbone (consommation et production) et renforcer la structure du réseau.

Chaque année, RTE élabore un programme annuel d'investissements soumis à la CRE pour approbation. Le programme d'investissements 2026 doit permettre à RTE de poursuivre l'augmentation de son rythme d'investissement et la préparation des nouveaux projets en vue d'une accélération très significative dans cette seconde moitié de décennie. Avec un montant total d'investissements réalisés par RTE au périmètre régulé par la CRE de près de 3,4 Mds€, l'année 2025 affiche une hausse historique de près de 29 % par rapport à 2024. Le montant du programme d'investissements pour 2026 de l'ordre de 4,2 Mds€ a été approuvé par la CRE.

Cadre réglementaire

Certification de RTE

Conformément au Code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux de transport doivent être certifiés au terme d'un processus associant la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et la Commission européenne. Il vise à s'assurer que l'entité concernée satisfait aux exigences d'indépendance de gestion par rapport à l'entreprise verticalement intégrée (EVI). RTE a obtenu la certification de la CRE en 2012 puis le 11 janvier 2018 (après changement d'actionnaire) en tant qu'ITO (Independent Transmission Operator). Cette certification a été confirmée par la délibération de la CRE du 2 juillet 2020, consécutivement à la réorganisation des participations de la CDC.

Tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité (TURPE transport)

En application de l'article L. 341-3 du Code de l'énergie, le TURPE transport est défini par la CRE qui en fixe le cadre, la structure et le niveau.

Le 1er août 2025, le 7e tarif transport (TURPE 7 HTB) est entré en vigueur pour une durée de 4 ans. Il a été fixé par délibération de la CRE n° 2025-77 du 13 mars 2025, publiée au Journal officiel de la République française le 14 mai 2025. Ce tarif, applicable pour la période 2025-2028, définit :

- le niveau des ressources dont dispose RTE pour accomplir ses missions ;
- les tarifs d'utilisation du réseau, qui évoluent chaque année en fonction de l'inflation et des coûts exposés par RTE pour l'opération du système électrique.

Le 1er février 2025, une hausse tarifaire exceptionnelle de 9,6 % a été appliquée par délibération n° 2025-02 du 6 janvier 2025 de la CRE. Ce mouvement haussier a anticipé l'apurement du solde prévisionnel du compte de régulation des charges et produits (CRCP) de RTE constitué tout au long de la période tarifaire LTURPE 6. Pour mémoire, en 2024, une hausse mécanique du TURPE 6 HTB de 4,99 %, prévue pour intervenir au 1er août 2024, avait été reportée au 1er novembre 2024 par le gouvernement ;

- le cadre de régulation applicable à RTE et, en particulier, la rémunération financière de ses actifs qui résulte du produit de la base d'actifs régulés (BAR) et d'un taux de rémunération, le coût moyen pondéré du capital (CMPC).

  Pour la période TURPE 7, cette BAR est scindée en deux compartiments auxquels sont appliqués des CMPC distincts : l'un dédié aux actifs terrestres et ouvrages d'interconnexion (CMPC de 5 %), l'autre dédié aux infrastructures liées aux raccordements de parcs éoliens en mer (CMPC de 5,5 %). La BAR s'élève au 31 décembre 2025 à environ 17,7 Mds€ (1). Elle représente l'actif industriel de RTE, déduction faite des subventions d'investissements, et est calculée hors immobilisations en cours (ces dernières sont rémunérées au taux de la dette, soit 2,9 % à partir de 2025 conformément au cadre tarifaire TURPE 7 pour les actifs terrestres et à 5 % pour les actifs liés aux raccordements de parcs éoliens en mer). Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France ».

  TURPE 7 HTB renforce la régulation incitative faisant porter les mécanismes d'incitations à la performance de 9 en TURPE 6, à 25 à compter du 1er janvier 2025. Les principaux domaines concernés sont l'exploitation du système électrique, le raccordement et la gestion des actifs.

1.4.4.1.2.1 Maintenance de l'infrastructure de transport et gestion d'actifs

RTE assure la gestion des actifs du réseau de transport par des interventions de maintenance, de réhabilitation ou de renouvellement des ouvrages ainsi que de dépannage d'urgence.

L'intégration progressive des nouvelles technologies, en particulier le monitoring, permet :

- d'adapter les politiques techniques de renouvellement d'actifs ; et
- de développer la maintenance conditionnelle et prédictive via l'optimisation de la gestion des ressources en ciblant les opérations prioritaires et en limitant l'intervention au juste nécessaire.

En 2025, RTE a atteint ses objectifs de performance opérationnelle et d'investissements dans la maintenance et renouvellement du réseau (premier poste de dépenses de l'année), malgré la survenue de divers aléas ayant perturbé l'exploitation du système électrique et l'infrastructure de réseau elle-même (tempête Benjamin, crues, « mini tornades » dans l'Allier en juin, canicule précoce en juillet, etc.). La numérisation du réseau et le monitoring permettent d'établir un diagnostic à distance et de déployer les nouvelles technologies de maintenance (drones, visualisation 3D, réalité augmentée...). En complément, les outils de test et de simulation facilitent la prise de décision en matière de gestion du réseau. L'analyse de données en masse vise à rendre possible l'élaboration de nouvelles stratégies de gestion des actifs pouvant conduire à des équilibres différents entre maintenance, réhabilitation et renouvellement.

Enfin, la mise en place de manière progressive, depuis la fin 2024 et sur les deux prochaines années, des salles dédiées à la supervision à tout instant des infrastructures permettra d'optimiser les opérations de maintenance et d'améliorer la réactivité sur le traitement à distance d'incidents sur le réseau. L'objectif est d'augmenter la disponibilité du réseau au service des clients et des territoires.

1.4.4.1.2.2 Exploitation du système électrique

Les modalités d'exploitation du système électrique, de la gestion des mécanismes de marchés (dont la gestion des interconnexions) et la coordination des réseaux en Europe sont régies conformément aux textes législatifs et réglementaires européens (codes de réseau, *Clean Energy Package*...).

Gestion du système électrique

RTE gère, en temps réel, les flux sur le réseau de transport. Il mobilise l'ensemble des moyens de production – nucléaire, hydraulique, thermique et énergies renouvelables – et de flexibilité pour assurer, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et la demande. En 2025, RTE a lancé des travaux d'adaptation structurelle des modes d'exploitation du système électrique, avec de nouvelles règles entrant en vigueur dès le printemps 2026.

Gestion des interconnexions

RTE gère l'accès aux interconnexions en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins. Ces interconnexions permettent d'assurer le transit de l'énergie d'un pays à l'autre, renforce la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité et contribue au développement du marché européen de l'électricité. Elles permettent aux acteurs de marché d'acheter et de vendre de l'énergie dans d'autres pays européens, en tenant compte des écarts de prix de part et d'autre des frontières, et ainsi de mieux mutualiser les moyens de production à l'échelle européenne (notamment les énergies renouvelables). En 2025, la France a enregistré un nouveau record d'exports d'électricité (92,1 TWh) dont la valorisation totale s'est établie à 5,4 Mds€.

Coordination des réseaux en Europe

Les textes réglementaires définissent les services que les centres de coordination (2) rendent aux gestionnaires de réseaux de transport, dans un cadre harmonisé et en mettant en œuvre entre eux des modalités de fourniture complémentaires et résilientes. Les cinq premiers services, concernent l'élaboration de modèles de réseaux communs, les calculs de capacités, les analyses de sécurité, la coordination des retraits d'ouvrages et l'évaluation de l'adéquation entre l'offre et la demande. Le *Clean Energy Package* comprend une liste de 16 services complémentaires (analyses ex-post, dimensionnement régional des réserves, formation...). Les gestionnaires de réseaux et les Centres de coordination élaborent des méthodologies communes pour leur mise en œuvre progressive qui a débuté mi-2022.

(1) Montant à valider par la CRE.
(2) Parmi ceux-ci, Coreso, centre de coordination, technique, rassemble 9 gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : RTE, ELIA, NGSO, EirGRID, Soni, 50hz, TERNA, REE, REN.

1.4.4.2 La distribution – Enedis

39,6 millions	1,4 million	324 TWh	5 738 M€	41 962	346
de clients	de km de réseau	acheminés	d'investissements en 2025	collaborateurs	contrats de concession

Le gestionnaire de réseau de distribution Enedis a pour mission principale l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité. Il garantit sa sécurité et sa sûreté en veillant, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité. Enedis dessert aujourd'hui environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Les 5 % restants sont desservis par des entreprises locales de distribution (ELD).

Enedis en 4 principes clés

Le modèle français de l'opérateur de distribution d'électricité Enedis repose sur 4 grands principes :

- **un monopole légal** qui confie à Enedis 95 % de la distribution d'électricité sur le territoire français métropolitain ;
- **la péréquation tarifaire** et une facturation de l'acheminement en logique timbre-poste, garant d'équité et de solidarité pour les usagers et les territoires ;
- **des contrats de concession conclus avec chaque autorité organisatrice de la distribution d'électricité**, garants d'une gouvernance territoriale décentralisée ;
- **une stricte séparation avec les activités concurrentielles et les autres acteurs du secteur de l'énergie** (en particulier les fournisseurs et les producteurs d'électricité) afin de respecter les règles d'indépendance telles que prévues par le Code de l'énergie et déclinées au sein du Code de bonne conduite et d'indépendance d'Enedis.

1.4.4.2.1 Organisation et missions d'Enedis

Organisation d'Enedis

En application des directives européennes et afin de garantir les règles d'accès non discriminatoire aux réseaux et d'indépendance de gestion qui s'imposent au gestionnaire de réseaux, celui-ci doit être séparé de toute activité de fourniture et de production d'énergies. Ainsi, lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être juridiquement distinct de manière à garantir son indépendance fonctionnelle et décisionnelle.

Dans ce cadre, EDF et Gaz de France, aujourd'hui Engie, ont filialisé leurs gestionnaires de réseaux de distribution à travers la création d'ERDF et de GRDF respectivement. Créée en 2008, ERDF est devenue Enedis le 1er juin 2016. Cette nouvelle dénomination permet au gestionnaire de réseau de distribution d'électricité de gagner en visibilité et en clarification sur ses missions, comme le souhaite la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Enedis et GRDF partagent un « service commun » conformément au cadre légal. Voir le paragraphe « Le service commun à Enedis et GRDF ».

- Le Conseil de surveillance d'Enedis est composé de quinze membres :
  - huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire,
  - cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public,
  - un est nommé par l'État en vertu des articles 4 ou 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, et
  - un représente les autorités organisatrices de la distribution d'électricité, est désigné par décret en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- En application de la possibilité offerte par l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 (article 15) et dans le respect du décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015, l'État a désigné, par arrêté en date du 21 avril 2020, un Commissaire du Gouvernement aux fins d'assister aux séances du Conseil de surveillance d'Enedis.
- Le Directoire, composé au maximum de 5 membres, exerce ses fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance dans les limites fixées par le Code de l'énergie et les statuts d'Enedis.

Le service commun à Enedis et GRDF

Le service commun à Enedis et GRDF (1) n'est pas doté de la personnalité morale. Enedis et GRDF sont liés par une convention définissant leurs relations au sein de ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, celle-ci peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier. Elle est régulièrement mise à jour. En 2019, les accords de gouvernance entre Enedis et GRDF ont été entièrement revus. L'UMS (Unité médico-sociale) reste la dernière entité mixte, au sein du service commun, à prester pour les deux distributeurs (Enedis et GRDF).

Missions d'Enedis en France

Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession avec les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;

(1) Défini par l'article L. 111-71 du Code de l'énergie.

- assurer le bon fonctionnement du marché et l'égal accès des acteurs du marché au réseau de distribution et aux données ;
- favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et la mise en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- assurer le suivi des périmètres d'effacement ;
- être garant de la répartition et de la comptabilisation des flux d'énergie entre les acteurs utilisateurs des réseaux, et de la juste compensation des pertes sur ces réseaux.

Un service public responsable à impact positif au service de la transition écologique

Dans la continuité de son projet d'entreprise, Enedis est devenue le 27 juin 2023 une entreprise à mission au sens de la loi Pacte de 2019, avec pour raison d'être : ***Agir pour un service public de la distribution d'électricité innovant, performant et solidaire. Raccorder la société au défi collectif d'un monde durable.***

Son engagement se concrétise désormais dans 5 objectifs de mission pérennes, publics et mesurables, inscrits également dans ses statuts :

- mobiliser notre expertise industrielle et numérique pour un réseau de distribution performant qui accompagne les modes de production décentralisés et accélère les usages sobres et innovants de l'électricité ;
- intégrer dans nos activités les enjeux climatiques, la préservation de la biodiversité et des ressources naturelles ;
- engager nos ressources et nos investissements au plus près des collectivités au service de la cohésion et de la résilience des territoires ;
- agir avec nos salariés et nos partenaires pour un service public proche de nos clients, inclusif et solidaire ;
- ancrer dans nos métiers la diversité des personnes et des parcours, et préserver la santé et la qualité de vie au travail.

En inscrivant ces objectifs dans ses statuts, Enedis ancre sa démarche dans la durée.

En 2025, Enedis a renouvelé partiellement son Comité de mission, avec un changement de présidence. Ce comité a élaboré un avis sur les résultats 2025 conformément à la feuille de route 2024-2026. Il sera publié dans le rapport de mission 2025 d'Enedis au premier trimestre 2026.

Par ailleurs en juillet 2025, Enedis a publié son rapport RSE pour la deuxième année consécutive.

1.4.4.2.2 Activités de distribution

En 2025, Enedis a distribué l'électricité à plus de 39,6 millions de clients (points de livraison). Il a également permis la connexion de plus de 1 274 700 sites de production et de stockage en France continentale grâce à un réseau d'environ 1,4 million de kilomètres.

Le réseau de distribution d'Enedis est constitué, au 31 décembre 2025, d'environ :

- 680 104 kilomètres de lignes haute tension A (HTA) à 20 000 volts ;
- 749 093 kilomètres de lignes basse tension (BT) à 400 volts ;
- 2 257 postes sources HTB/HTA ;
- 826 527 postes de transformation HTA/BT.

Concessions

Au 31 décembre 2025, Enedis est coconcessionnaire avec EDF de 346 contrats de concession. Ils couvrent environ 95 % de la population métropolitaine continentale. Ces contrats sont conclus pour une durée généralement comprise entre 25 et 30 ans.

En décembre 2017, la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France urbaine, EDF et Enedis ont signé un accord-cadre sur un nouveau modèle de contrat de concession. France urbaine représente les métropoles, les grandes intercommunalités urbaines et les villes. La plupart de ses membres disposent de la compétence d'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le modèle de contrat ainsi révisé réaffirme les principes du modèle concessif français : service public, solidarité territoriale et optimisation nationale, tout en tenant compte des enjeux de la transition énergétique. Le 20 novembre 2024, il a été modifié par un avenant à l'accord-cadre précité qui clarifie la rédaction de la clause de fin de contrat.

Au 31 décembre 2025, on dénombre ainsi 300 contrats de concession conclus sur la base de ce modèle, dont, en 2025, celui du SIPPEREC, plus grande concession d'électricité de France, et 5 autres contrats. S'y ajoutent 28 contrats précédemment renouvelés ou modifiés, qui contiennent des stipulations proches de celles du nouveau modèle, pour un total de 328 contrats modernisés.

Cadre juridique

Le régime de la concession

Conformément aux articles L. 121-4 et suivants, L. 322-1 et suivants du Code de l'énergie, ainsi qu'à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. En vertu de ces textes de loi, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution d'électricité dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment des établissements publics de coopération intercommunale dont certains couvrent tout un département.

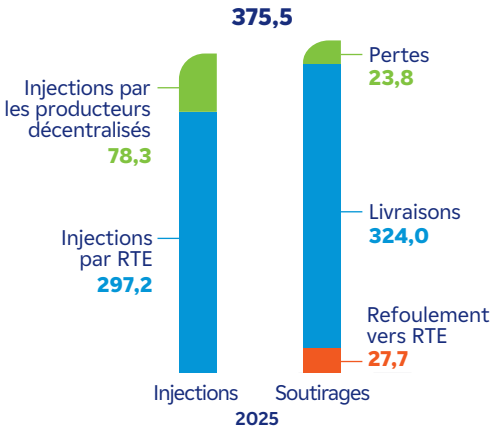
L'article L. 334-3 du Code de l'énergie prévoit que ces contrats de concession sont tripartites. Ils sont en effet signés, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution et par EDF (ou l'ELD territorialement compétente) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés.

Dans les limites fixées par la loi et par la jurisprudence, les autorités concédantes sont propriétaires des réseaux de distribution qui constituent des biens de retour [1] à l'exception de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension exploitée par le gestionnaire de réseau de distribution publique [2].

(1) Les biens de retour sont ceux qui font obligatoirement retour à la collectivité concédante en fin de concession. Ces biens sont réputés appartenir dès l'origine à cette collectivité. Ils sont définis par le contrat de concession ou même par la loi. À défaut, sont généralement qualifiés comme tels les biens indispensables à l'exécution du service concédé.
(2) Conformément à l'article L. 322-4 du Code de l'énergie.

Bilan simplifié des flux énergétiques

(en TWh)



Le bilan électrique établit une synthèse des flux entrants et sortants sur le réseau Enedis en s'adossant aux publications réglementaires du processus de la reconstitution des flux. Depuis le 1er juillet 2023, les volumes sont calculés à partir de mesures quotidiennes issues de la chaîne de comptage qui sécurisent la précision des calculs et permettent un suivi des flux physiques au plus près du temps réel.

Enedis est responsable d'équilibre sur le périmètre des pertes. Les pertes représentent les volumes qui ont transité sur le réseau sans être facturés à un client.

Les pertes sont constituées :

- des pertes techniques inhérentes au fonctionnement du réseau de distribution qui résultent d'effets physiques et dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée ;
- des pertes non techniques liées à l'absence ou au dysfonctionnement du comptage, aux fraudes notamment sur les compteurs.

Les volumes refoulés vers le réseau RTE par manque de charge à alimenter dans la zone électrique concernée ne sont pas considérés dans les pertes.

Le montant des achats d'énergie nécessaires pour compenser les pertes, enregistrés dans les comptes, est de 1 961 M€. Pour assurer cette compensation, et en application de sa politique de couverture, Enedis achète l'électricité correspondante sur le marché de gros, sur le marché à terme ou spot. Elle agit soit par l'intermédiaire de plateformes de marchés organisées, soit par le biais d'appels d'offres mettant en concurrence une quinzaine de fournisseurs qualifiés. Enedis participe également aux appels d'offres de vente d'électricité des obligations d'achats organisés par la mission Obligation d'achat d'EDF.

L'accès d'Enedis aux droits à l'ARENH [1] pour les pertes se fait au travers d'appels d'offres spécifiques auprès d'un panel de fournisseurs qualifiés pour ce produit. Enedis exerce ses droits à l'ARENH lorsque les prix de marché sont supérieurs au prix de l'ARENH. 2025 est la dernière année de livraison pour l'ARENH.

Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué à plus de 90 % des recettes perçues au titre de l'acheminement de l'électricité. Le TURPE, en niveau et en structure, est établi par la CRE de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de réseaux efficaces.

Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.1 « Évolutions réglementaires en France ».

Cadre réglementaire

Tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE HTA-BT)

Afin d'apurer plus rapidement les créances tarifaires envers les gestionnaires de réseaux générées par la hausse des prix de l'énergie pour l'achat de leurs pertes les années précédentes, la CRE a fait évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 le 1er février 2025. Ainsi, la délibération de la CRE n° 2025-08 du 15 janvier 2025 a entériné une augmentation du TURPE HTA-BT de 7,7 %.

Après la concertation menée par la CRE depuis fin 2023, le TURPE 7 est entré en vigueur le 1er août 2025. La délibération de la CRE n° 2025-78 du 13 mars 2025, publiée au Journal officiel de la République française le 14 mai 2025, a conduit à une baisse du TURPE HTA-BT de 1,92 % le 1er août 2025 (pour répercuter le transfert des charges du financement du FACE vers le budget de l'État). Il est prévu que cette évolution soit suivie de trois hausses annuelles de 1,45 %, proches de l'inflation. L'évolution réelle sera calculée chaque année par la CRE en fonction de l'inflation, de la mise à jour du revenu autorisé et des résultats de la régulation incitative.

Évolution des investissements

En 2025, 5 738 M€ ont été investis par Enedis dont :

- 3 029 M€ consacrés aux raccordements (consommateurs et producteurs) et à l'adaptation du réseau à la charge ;
- 2 072 M€ dédiés à la qualité de la desserte, la sécurisation des réseaux, la sécurité et la préservation de l'environnement ;
- 637 M€ investis dans les systèmes d'information et de télécommunications et les moyens d'exploitation (véhicules, engins, immobilier...).

Les investissements de raccordement poursuivent leur croissance en 2025 du fait d'une forte demande. Côté consommateurs, on observe un recul de la demande sur les logements individuels et collectifs, consécutif notamment aux difficultés rencontrées sur le marché de la construction neuve, et une accélération sur les bornes de recharge de véhicules électriques. Concernant les producteurs, la forte croissance de la demande résulte des impacts de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables (photovoltaïque et éolien).

En complément, les autorités concédantes ont investi 772 M€ en 2025.

Au total, près de 6 510 M€ ont donc été investis en 2025, en France continentale, pour les réseaux de distribution du périmètre opéré par Enedis.

(1) Accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Investissements bruts d'ENEDIS

(en millions d'euros)	2025	2024
Raccordements et renforcements	3 029	2 806
Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie	633	609
Outils de travail et moyens d'exploitation	637	630
Modernisation du réseau	1 439	1 301
TOTAL INVESTISSEMENTS ENEDIS	**5 738**	**5 346**
Remises d'ouvrages par les tiers et collectivités (1)	**772**	**838**
TOTAL INVESTISSEMENTS SUR LE RÉSEAU	**6 510**	**6 184**

(1) Après déduction PCT (a) et article 8 (b) pour la part financée par Enedis.
(a) PCT (part couverte par le tarif) : part versée aux concédants maîtres d'ouvrage de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement.
(b) Article 8 de l'annexe I du cahier des charges de concession portant sur l'intégration des ouvrages dans l'environnement (comme les travaux d'enfouissement des lignes).

En sus de ses investissements, Enedis poursuit ses efforts de maintenance préventive des réseaux, notamment en effectuant des travaux d'élagage. Le montant comptabilisé en 2025 en charges d'exploitation s'élève à 447 M€ (contre 392 M€ en 2024).

Adaptation des réseaux de distribution et qualité de la desserte

Avec des infrastructures essentielles pour la distribution d'électricité, notamment les lignes et les postes de transformation, Enedis a fait de la résilience de ses installations une priorité stratégique.

Enedis a ainsi établi un Plan d'adaptation aux aléas climatiques afin de réduire la vulnérabilité de ses 1,4 million de kilomètres de réseaux aux différents risques climatiques identifiés.

Les retours d'expérience des récents évènements climatiques confortent le bien-fondé des programmes mis en place. Pour les réseaux aériens HTA, il s'agit d'enfouissements ciblés et d'un vaste programme de rénovation visant à fiabiliser l'ensemble des réseaux par cycle de 25 ans. Les réseaux BT aériens nus sont renouvelés par des réseaux torsadés isolés ou par des réseaux souterrains. Les réseaux HTA souterrains isolés au câble papier imprégné sont renouvelés par des réseaux souterrains neufs, en fonction de leur fiabilité et de leur sensibilité au risque de canicule.

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, Enedis s'appuie sur la Force d'intervention rapide électricité (FIRE). Ce dispositif lui permet de mobiliser, à tout moment, sur une région touchée, les équipes et les moyens d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. En 2025, la FIRE a été mobilisée à dix reprises pour les réseaux gérés par Enedis.

Ces actions, en assurant la résilience du réseau, contribuent à la qualité de la desserte, objectif majeur d'Enedis. En 2025, la durée moyenne de coupure ressentie par les clients basse tension a été de 61,9 minutes, proche de l'objectif fixé par la régulation incitative dans le cadre du TURPE.

Développement des énergies renouvelables et du stockage

L'année 2025 a été marquée par une croissance importante des raccordements réalisés par Enedis, en particulier pour la filière photovoltaïque. Ainsi, 185 030 installations photovoltaïques nouvelles ont été raccordées (contre 248 385 en 2024) pour une puissance de 5 770 MW (contre 4 667 MW en 2024). Le développement de la production éolienne raccordée au réseau public de distribution se poursuit également avec 841 MW raccordés en 2025 (contre 934 MW en 2024).

À fin 2025, le parc de production photovoltaïque et éolien raccordé au réseau opéré par Enedis est d'environ 48,2 GW de puissance installée. Il est composé respectivement de 27,9 GW de centrales photovoltaïques et de 20,3 GW de production éolienne. À ces productions s'ajoutent d'autres types de productions, en particulier les centrales hydrauliques (1,9 GW), les cogénérations (2,7 GW), le biogaz, la biomasse et le thermique fossile *dispatchable*. Au total, à fin 2025, le parc de production raccordé à Enedis est d'environ 55,9 GW de puissance installée, à comparer aux 49,1 GW fin 2024.

Dans le total des raccordements d'installations photovoltaïques de l'année 2025, 167 573 concernent des producteurs raccordés en BT (1) inférieur à 36 kVA, raccordés en autoconsommation, avec ou sans revente du surplus, ce qui représente près de 100 % des raccordements « petits producteurs » de l'année.

Le développement des installations de stockage se raccordant au réseau géré par Enedis s'est poursuivi, avec 286 MW en 2025 contre 146 MW en 2024.

Enedis a également poursuivi ses efforts pour développer les capacités d'accueil des énergies renouvelables, ce qui passe d'une part par le renforcement et la création de postes sources et d'autre part par la mise en œuvre de flexibilités sur plus d'une quinzaine de nouveaux postes-sources en 2025.

Ces actions ont permis de limiter les projets EnR en développement qui sont en attente de la révision des S3REnR (2).

Développement de la mobilité électrique

L'électrification du secteur du transport induit une activité importante pour Enedis. Tous les points de charge nécessaires aux véhicules électriques doivent être raccordés, directement ou indirectement, au réseau public de distribution. Celui-ci doit être en mesure d'acheminer la quantité nécessaire d'électricité à la puissance instantanée requise.

Le parc de véhicules électriques et hybrides rechargeables en France est de 2 516 114 à fin décembre 2025, soit une progression de 23 % en un an. Les ventes qui ont marqué un palier depuis 18 mois amorcent une nette reprise avec une part de marché de l'ordre de 31 % des ventes de véhicules neufs.

Pour répondre à la croissance des volumes de raccordement d'Installations de recharge de véhicules électriques ou « IRVE », Enedis a mis en place une organisation grands comptes IRVE. Elle est en charge de coordonner le suivi des études et travaux de raccordement des acteurs « multi-raccordeurs IRVE » qui installent des bornes de recharge sur tout le territoire. Fin 2025, on compte en France près de 185 000 points de recharge accessibles au public.

En 2025, Enedis a réalisé près de 11 700 raccordements dédiés à des infrastructures de recharge de véhicule. Ce chiffre est en augmentation de 3 % par rapport à 2024.

L'équipement en infrastructures dédiées à la recharge de véhicules au sein des parkings d'immeubles d'habitation collectifs est également un enjeu clef du déploiement de la mobilité électrique : près d'un foyer français sur deux réside en immeuble. On compte sur le territoire desservi par Enedis 236 000 résidences disposant d'un parking de plus de 5 places. Leurs copropriétaires ou bailleurs peuvent choisir, soit :

- de confier l'équipement en infrastructures de recharge à un opérateur privé, pour lequel Enedis devra raccorder un point de livraison dédié ;

(1) Basse tension.
(2) Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

- d'opter pour l'installation du réseau public de distribution d'électricité dans le parking pour pré-desservir les places, chaque utilisateur de véhicule devant choisir par ailleurs un matériel et un contrat de fourniture d'électricité auprès du professionnel de son choix.

En 2025, Enedis a réalisé 4 700 mises en exploitation d'ouvrages de raccordement dédiés à la recharge en immeuble. Fin 2025, le parc de résidences est équipé à 8,3 % en infrastructure collective dédiée à la recharge, soit un triplement de l'équipement en 3 ans.

Enedis accompagne les collectivités locales dans l'établissement des schémas directeurs d'infrastructures de recharge de véhicules électriques (SDIRVE). Fin 2025, 121 SDIRVE ont été lancés dont 95 ont été validés en préfecture (+ 30 % *vs* 2024).

Enedis est engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2025, sa flotte de véhicules légers et utilitaires légers, qui compte 18 200 véhicules environ, est électrifiée à 44 % et près de 9 500 bornes de recharge sont installées sur ses sites.

Activité de gestionnaire de réseau de distribution en lien avec les acteurs de marché

Dans le cadre des contrats GRD-RE et GRD-F, Enedis exerce des activités en lien avec les responsables d'équilibre (RE) et les fournisseurs d'électricité. Elle procède à la reconstitution des flux d'énergie au périmètre de chacun des RE (au nombre de 90 à fin 2025) pour nourrir le mécanisme de responsable d'équilibre porté par RTE. Elle assure la relation au quotidien avec les fournisseurs d'électricité (au nombre de 102 à fin 2025) pour permettre à leurs clients en contrat unique de bénéficier de l'acheminement de l'électricité et des prestations associées.

Du fait des enjeux de sobriété et des besoins des clients en information sur leur consommation d'électricité, les données mesurées par Enedis (énergie et puissance) sont fortement sollicitées par les fournisseurs d'électricité mais aussi par les 923 tiers [1] qui disposent d'un contrat d'accès aux données via le portail d'interface mis en place par Enedis.

Pour répondre à la complexité de la transition énergétique, le réseau de distribution d'électricité poursuit sa révolution numérique

L'arrivée massive sur le réseau de distribution de sources de production diffuses et intermittentes, et la forte croissance de la mobilité électrique, nécessitent un contrôle et un pilotage des flux de plus en plus fins et complexes, tout en se coordonnant avec RTE.

Dans ce contexte, et pour répondre aux défis de la transition écologique, Enedis s'appuie sur les technologies numériques et industrialise les *smart grids*. Il s'agit d'équiper les réseaux avec des centaines de milliers de capteurs, de poursuivre la digitalisation des systèmes communicants d'ancienne génération, de développer les outils numériques pour garantir une gestion des flux au plus près de la limite technique des ouvrages (DERMS), ainsi que de renforcer la supervision et la résilience (dont la cybersécurité) des infrastructures et systèmes d'information.

Cadre réglementaire

Régulation Linky

Le projet Linky, porté par Enedis, bénéficie d'une régulation spécifique sur la durée de vie des compteurs (20 ans), avec une base d'actifs régulés dédiée pour les compteurs mis en service entre 2015 et 2021 et le système d'information associé.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a ainsi fixé un taux de rémunération nominal des actifs avant impôts de 7,25 %, auquel s'ajoute une prime additionnelle de 3 % assortie d'une régulation incitative relative au respect des coûts, des délais ainsi qu'à la performance du système, portant alors la rémunération de la base d'actifs à 10,25 %. Comme le prévoyait la délibération du 17 juillet 2014, la régulation incitative de la performance du système est mise à jour pour chaque période tarifaire. Ainsi, la délibération de la CRE n° 2025-78 du 13 mars 2025 a mis à jour les indicateurs incités financièrement pour la période 2025-2028.

En 2025, ce sont environ 867 000 nouveaux compteurs « Linky » qui ont été installés sur le réseau, dont 56 % en remplacement des compteurs d'anciennes générations. Les compteurs « Linky » représentent maintenant 96,2 % du parc actif et permettent aux clients de suivre de plus près leur consommation.

Ce système permet également d'identifier plus finement qu'avant les zones du réseau basse tension touchées par des ruptures d'alimentation au cours des évènements climatiques, et ainsi d'accélérer leur remise en état.

Enedis a également développé et industrialisé des postes-sources express dont la conception et le pré-assemblage en usine permettent de gagner un an sur un délai de raccordement d'un producteur tout en optimisant son coût.

L'innovation est clé pour optimiser les investissements, exploiter les infrastructures de manière performante en prenant en compte l'écoconception dès le démarrage des projets. La révolution numérique sur les réseaux et dans les métiers d'Enedis est menée en concertation avec l'ensemble de l'écosystème d'innovation, dans le domaine des *smart grids*. Enedis a été ainsi à l'initiative (avec RTE) de la création de *Think Smartgrids*, l'association du secteur français des réseaux électriques Intelligents qui promeut la filière à l'international. Elle regroupe aujourd'hui une centaine de membres.

1.4.4.2.3 Enjeux futurs

Une trajectoire d'investissement ambitieuse pour favoriser la transition écologique et garantir la qualité de fourniture face aux changements climatiques

Enedis prévoit 96 Mds€$_{2021}$ d'investissements (investissements bruts hors remise d'ouvrage) sur la période 2022-2040. Ainsi, les investissements annuels passeront de 3,9 Mds€ en 2021 (hors déploiement Linky) à durablement plus de 5 Mds€$_{2021}$. Ces investissements vont permettre d'accompagner la transition écologique par le raccordement des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE) et celui des énergies renouvelables.

L'objectif de réduction de 90 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2035, fixé fin décembre 2025 par la Commission européenne aux constructeurs automobiles [2], et la généralisation des véhicules électriques vont conduire à un pic d'investissements aux alentours de 2030, avec un enjeu majeur autour du résidentiel collectif. Le développement de la mobilité électrique va fortement impacter la consommation d'électricité d'ici à 2050. Enedis prévoit qu'en 2035, 18 millions de véhicules électriques circuleront en France soit 40 % du parc automobile.

Cela nécessitera le raccordement de nouveaux points de recharge, majoritairement dans les immeubles collectifs, ce qui représente un grand défi pour Enedis. Pour y faire face, l'entreprise a mis en place une organisation projet spécifique.

L'adaptation des réseaux électriques à ces nouveaux usages est également un enjeu important. Enedis mène de nombreuses études et expérimentations pour anticiper au mieux les besoins futurs en recharge, notamment sur les grands axes et d'en estimer l'impact sur le réseau et les activités d'Enedis.

Par ailleurs, l'accélération rapide du développement des énergies renouvelables va se poursuivre, particulièrement sur le photovoltaïque, avec la publication prochaine d'une nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie.

(1) Un tiers s'entend ici comme un acteur qui n'est ni le fournisseur ni le client titulaire du point de comptage et qui peut accéder aux données du client dont il a obtenu l'autorisation préalable.
(2) Assouplissant ainsi l'interdiction de la vente des véhicules thermiques neufs en 2035, précédemment adoptée par la Commission européenne.

En parallèle, Enedis prévoit des programmes de modernisation qui couvrent l'ensemble des ouvrages à risque avec un renouvellement ciblé en fonction des probabilités de défaillance. Les programmes déjà engagés sont prévus en croissance pour continuer d'améliorer la qualité de fourniture et la résilience, dans le contexte d'évolution des risques liée aux changements climatiques (incendies, canicules, inondations, coups de vent et tempêtes). Ils visent à :

- améliorer la résilience des réseaux aux aléas climatiques par l'enfouissement ou la restructuration de réseaux traversant des zones boisées ou exposées au vent, au givre ou à la neige ;
- améliorer la fiabilité des réseaux HTA aériens, par la rénovation programmée ;
- résorber des câbles souterrains en isolation papier imprégné ;
- résorber les réseaux BT aériens nus ;
- limiter l'impact des inondations et accélérer la réalimentation.

Développement de solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

La transition énergétique transforme le système électrique, avec de nouveaux rythmes de l'équilibre offre-demande, une décentralisation massive des moyens de production et plus largement des usages flexibles. La flexibilité des installations connectées au réseau public de distribution est essentielle au bon fonctionnement du système électrique, notamment pour résoudre les situations de congestion des réseaux publics de transport et de distribution.

Enedis se mobilise pour accompagner ces transformations :

- en facilitant le développement des flexibilités pour les besoins de l'équilibre offre demande : notamment, en adaptant le signal heures pleines/heures creuses entre 11h et 17h, qui est désormais plus propice pour consommer l'électricité, en particulier en été ;
- en ayant recours aux flexibilités pour créer de la capacité d'accueil supplémentaire, Enedis a fait évoluer ses procédures pour y introduire des offres flexibles permettant un raccordement anticipé (sans attendre la fin des travaux d'adaptation des réseaux), moyennant des limitations ponctuelles d'injection. Enedis fait également évoluer ses règles de dimensionnement des postes-sources pour augmenter leur capacité d'accueil des postes HTB/HTA, grâce à des flexibilités ou limitations de production nécessaires. Enfin, Enedis prépare des offres spécifiques pour les stockeurs, pour un raccordement plus rapide et/ou plus économique, en contrepartie de possibles limitations en injection ou soutirage ;
- en travaillant avec RTE à la mise en place d'un nouveau cadre de coordination pour la gestion du système électrique qui permet d'optimiser la gestion des congestions réseaux et de maximiser la valeur des flexibilités pour le système électrique, notamment en perspective du futur code réseau *demand response*.

La France en tête grâce au réseau intelligent d'Enedis

Lors de la dernière parution du classement en 2025, le service public de distribution d'électricité français a été désigné le gestionnaire de réseau de distribution le plus *smart* au monde pour la troisième fois consécutive, en remportant la première place du palmarès SGI [1] 2024. Enedis poursuit sa dynamique industrielle, technique et technologique pour faire du réseau public de distribution d'électricité en France, une référence mondiale pour les années à venir.

La gestion des données, un aspect fondamental de la révolution numérique

Enedis est également devenue, en quelques années, l'un des leaders du secteur énergétique en matière de données. Aujourd'hui près de 500 types de données par an sont mis à disposition des clients, des collectivités et des acteurs de marché. Enedis a été parmi les premières de son secteur à ouvrir une plateforme d'*open data* au niveau européen. Elle est également à l'initiative de la création de l'Agence ORE [2] qui réunit l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'électricité et gaz en France et met à disposition l'ensemble des données de tous les opérateurs conformément aux obligations légales et réglementaires.

La mission d'Enedis de collecte, de protection et de mise à disposition des données a permis de développer des solutions industrielles pour l'ensemble des Français à l'instar du programme Linky. L'utilisation de ces données revêt un intérêt stratégique pour Enedis. Elles permettent également d'améliorer sa performance industrielle et la qualité du service rendu aux clients. Cela pose également de nouveaux défis d'envergure en matière de cybersécurité et nécessite une protection renforcée des systèmes et des données. L'ensemble des systèmes d'information d'Enedis respectent la protection des données individuelles. Enedis répond à cet égard aux normes et règles édictées par la CNIL (Commission nationale informatique et libertés).

Les actions clés en faveur du climat

Plus que jamais, Enedis est mobilisée pour réussir la seconde électrification de la France et contribuer ainsi à l'objectif de neutralité carbone en 2050 en :

- accélérant le raccordement au réseau de distribution des énergies renouvelables et des points de recharge pour les véhicules électriques ;
- aidant ses consommateurs à adopter une consommation énergétique plus sobre et plus efficace ;
- déployant des solutions électriques bas carbone à grande échelle.

Ainsi, en 2025, 6,6 GW de production d'énergies solaire et éolienne ont été raccordés et près de 185 000 points de recharge sont accessibles au public.

Par ailleurs, grâce aux compteurs communicants Linky, les consommateurs ont la possibilité via des données fines de suivre et de réduire leur consommation d'électricité. S'agissant des collectivités, à fin 2025, 77,7 % d'entre elles sont inscrites au Portail Collectivités d'Enedis, bénéficiant ainsi de services permettant d'optimiser leurs consommations.

Concernant son empreinte carbone, Enedis s'engage à réduire drastiquement ses émissions directes et indirectes de gaz à effet de serre et impulse une démarche ambitieuse avec ses fournisseurs afin de réduire ses émissions indirectes.

Pour la deuxième année, son Bilan carbone est audité et publié.

Depuis 2024, Enedis s'engage à réduire ses émissions Scopes 1 et 2, de 30 % à horizon 2030 [3].

En 2025, Enedis a pris un nouvel engagement concernant la plus importante source de ses émissions indirectes : les chantiers. Elle prévoit de baisser leurs émissions de 12 % par k€ investi [4]. Cet engagement repose sur la réalisation *a minima* de 20 % de chantiers bas carbone à horizon 2030.

(1) Le Smart Grid Index de Singapore Power group mesure l'intelligence des réseaux électriques à l'échelle mondiale en comparant les opérateurs sur la base de 7 critères : le suivi et la maîtrise des équipements de réseau, les *data analytics*, la fiabilité d'approvisionnement, l'intégration des ressources énergétiques distribuées, l'intégration des énergies renouvelables, la cybersécurité et la satisfaction client. En 2024, 92 opérateurs répartis dans 36 pays ont été comparés.

(2) L'Agence ORE (Opérateurs de réseaux d'énergie) fédère l'ensemble des acteurs français de la distribution d'électricité et de gaz, pour offrir une vision globale de la distribution en France, en un guichet unique et gratuit de la donnée. Elle met à disposition la donnée multiénergie, multigestionnaire de réseaux de distribution pour accompagner la transition énergétique dans les territoires français, en *open data* et sous forme de datavisualisations.

(3) Par rapport à l'année de référence 2017, sur la base du scénario A-Référence d'évolution du mix énergétique publié par RTE, et en prenant l'hypothèse du taux de perte constaté à fin 2023 sur le réseau de distribution.

(4) Par rapport à l'année de référence 2023.

1.4.4.3 Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI)

Les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental – dénommés ZNI (Zones non interconnectées) gérés par EDF sont la Corse, La Réunion, la Guyane, la Martinique, la Guadeloupe ainsi que Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon et plusieurs îles du Ponant (Sein, Ouessant, Molène, Chausey).

L'organisation d'EDF dans ces territoires repose sur deux entités juridiquement indépendantes :

- la Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires (DSEI) qui assure au quotidien l'équilibre entre offre et demande. Elle gère l'ensemble des réseaux. Elle achète toute l'énergie produite sur ces territoires et exerce une activité de commercialisation au tarif réglementé de vente, et met en œuvre des actions d'efficacité énergétique ;
- la filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) qui est en charge de la construction et de l'exploitation des nouveaux moyens de production.

La mise en œuvre de la péréquation tarifaire pour l'ensemble des territoires, qui conduit à des surcoûts de production, est financée par les charges de service public de l'électricité (CSPE).

Les coûts supportés par le gestionnaire de réseau sont, quant à eux, couverts par le Tarif d'utilisation du réseau public et de distribution d'électricité (TURPE) et par le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) payés par l'ensemble des utilisateurs français.

Principales caractéristiques des SEI

	Données à fin 2025
Nombre de clients	1 276 993
Longueur réseaux *(en km)*	40 672
Puissance nette installée du parc* *(en MW)*	1 961
dont parc hydraulique et autres renouvelables	33 %
dont parc thermique	67 %
Production nette* *(en GWh)*	5 686
dont production hydraulique	*19 %*
Achats d'énergie auprès des tiers *(en GWh)*	4 131
dont énergies renouvelables, y compris bagasse	73 %
dont autres énergies	27 %
TOTAL DE L'ÉNERGIE PRODUITE* ET ACHETÉE AUPRÈS DES TIERS	**9 816**

* *Données incluant la Direction EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) et EDF Production Électrique Insulaire (PEI), filiale à 100 % du groupe EDF.*

Évolutions et perspectives

Des investissements destinés à décarboner et à renforcer le parc de production d'électricité

Le groupe EDF a entrepris, en conformité avec les Programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des territoires, de préparer l'arrêt de l'exploitation des centrales de Vazzio en Corse et Dégrad des Cannes en Guyane. Par ailleurs, deux nouvelles centrales (Ricanto en Corse et Larivot en Guyane) sont construites et seront exploitées par la filiale EDF PEI fonctionnant aux bioliquides conformément aux exigences des articles L. 281-2 et suivants du Code de l'énergie. Sous réserve des dispositions des futures PPE, EDF PEI envisage de convertir celles déjà existantes afin que 100 % de ses actifs de production produisent une électricité renouvelable. Ainsi, au second semestre 2023, la centrale EDF PEI de Port Est à La Réunion a été la première centrale convertie.

Actuellement partenaire dans une ferme photovoltaïque avec stockage en Guyane, et dans une ferme éolienne avec stockage en Martinique, EDF PEI développe sa présence dans des projets EnR.

Des investissements dans les réseaux électriques

Le développement des énergies renouvelables, le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production et la nécessité d'assurer la performance du réseau existant conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le renforcement et le développement des réseaux électriques. Au total, le gestionnaire de réseaux EDF SEI a investi, en 2025, 296 M€ dans les activités Réseaux.

Le gestionnaire de système accompagne la transition énergétique en toute sûreté

En tant que gestionnaire du système électrique, EDF SEI contribue fortement à l'insertion des EnR non synchrones dans le système électrique, favorisant l'accroissement de la part renouvelable dans le mix électrique des territoires, en toute sûreté et dans la durée en s'appuyant notamment sur ses bilans prévisionnels à horizon 15 ans. Pour ce faire, il met en œuvre des solutions techniques innovantes, issues notamment des travaux de R&D, pour adapter le système électrique, fait évoluer ses politiques de gestion et contribue au développement des moyens de stockage. Dans ce cadre, un compensateur synchrone a été installé en 2025 en Guadeloupe afin de fournir des services systèmes décarbonés et contribuer à une meilleure insertion des EnR.

Pour certaines zones isolées, des solutions spécifiques de microréseaux alimentés à 100 % en énergies renouvelables sont développées. À Maripasoula, l'installation de deux batteries et d'un pilotage numérique accompagne la mise en service récente d'une centrale photovoltaïque (inaugurée en 2025), ce qui limite le recours aux énergies fossiles. Des expérimentations sont par ailleurs conduites en Guyane afin que les habitants de certains habitats isolés puissent disposer de kits individuels composés de panneaux photovoltaïques et de batteries.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Les aides publiques, déterminées au sein des cadres territoriaux de compensation validés par la CRE, sont l'un des vecteurs principaux du soutien à l'équipement des consommateurs en appareils et installations économes en énergie. EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment au label « Agir Plus ».

EDF SEI finalise le déploiement de 1,2 million de compteurs numériques dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte). Ces compteurs numériques contribuent à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique.

Dans le cadre des objectifs fixés par la Programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse [1], EDF investit dans une nouvelle station de conversion à Lucciana, au sein du projet Sacoi3 développé en partenariat avec le GRT italien (Terna). Le renouvellement de la ligne à courant continu Sardaigne-Corse-Italie, portant à 400 MW sa capacité totale, permettra à la Corse d'importer jusqu'à 100 MW à partir de 2030 depuis l'Italie.

1.4.4.4 Électricité de Strasbourg (ÉS)

Le groupe ÉS est un énergéticien alsacien durablement engagé dans la transition énergétique et la performance économique au service de son territoire et de ses clients.

Première ELD de France à devenir entreprise à mission en juin 2024, ÉS exerce, à travers ses filiales, quatre activités : la distribution d'électricité et de gaz, la fourniture d'énergies, les services énergétiques et la production d'énergies renouvelables.

Le groupe ÉS est détenu à hauteur de 88,64 % par EDF Développement Environnement (EDEV). Le solde des actions est détenu par le public et les salariés. Ses actions sont admises aux négociations sur Euronext Paris.

La distribution d'électricité et de gaz

Strasbourg Électricité Réseaux est la filiale de distribution du groupe ÉS. Cette société est gérée en toute indépendance. Elle exerce les activités de Gestionnaire du Réseau de Distribution d'électricité sur les trois quarts du département du Bas-Rhin, dans le strict respect du Code de bonne conduite.

Strasbourg Électricité Réseaux exploite, entretient, développe et renouvelle un réseau électrique d'environ 16 000 kilomètres dans plus de 400 communes alsaciennes. Elle dessert près de 600 000 points de service dans les différents niveaux de tension et assure des connexions avec les réseaux d'Enedis, de RTE et deux autres gestionnaires de réseaux locaux en aval.

En tant que gestionnaire de réseaux publics de distribution, Strasbourg Électricité Réseaux s'attache à répondre au développement des nouveaux usages et accompagne la transition énergétique, notamment par le raccordement des énergies renouvelables décentralisées et des infrastructures de mobilité électrique.

L'entreprise est inscrite dans une démarche de renouvellement et de modernisation de ses infrastructures et outils au service de la performance illustrée notamment par le déploiement industriel des compteurs communicants et par la mise en service d'une nouvelle plateforme de supervision et de conduite des réseaux.

La distribution de gaz est quant à elle assurée par la société Trois Frontières Distribution Gaz sur le territoire des Trois Frontières (Huningue, Saint-Louis, Hégenheim, Village-Neuf, Hésingue).

La commercialisation d'électricité et de gaz

ÉS Énergies Strasbourg est une filiale de commercialisation d'Électricité et de gaz située à Strasbourg. À fin 2025, elle fournit près de 590 000 clients en électricité (dont électricité verte) et près de 109 000 clients en gaz ou biogaz. Ses clients sont des particuliers, des professionnels, des entreprises (tertiaire et industrie) et des collectivités.

Elle propose, à ses clients, des services associés qui se déclinent autour d'une nouvelle gamme d'assistance déployée fin 2024. Elle couvre, pour les particuliers et les professionnels, les équipements intérieurs en électricité et télécom, gaz, plomberie ou encore chauffage et climatisation, selon le forfait choisi.

ÉS Énergies Strasbourg propose également des services digitaux pour accompagner ses clients dans le suivi et la maîtrise de leurs consommations, ainsi que des actions et mesures pour réaliser des économies d'énergies. À cet effet, début 2025 a été mis en place, sur rendez-vous téléphoniques, une cellule dédiée aux particuliers « conseils.es.fr » proposant un accompagnement personnalisé pour leurs projets en économies d'énergies.

Parallèlement, depuis 2 ans, ÉS Énergies Strasbourg anime une communauté clients. Elle agit comme un laboratoire d'idées auprès de ses clients particuliers qui interagissent au sein de celle-ci. C'est dans ce cadre que l'offre Optimax qui comprend des heures « super creuses » a été testée.

Enfin, dans le domaine de la production d'énergies et de la mobilité électrique, ÉS Énergies Strasbourg est présent au travers de sa marque « Planigy par ÉS » qui commercialise des solutions clé en main sur les marchés B2B et B2C.

Par ses différentes offres de fourniture, services et solutions, ÉS Énergies Strasbourg accompagne ses clients au quotidien dans la sobriété énergétique et la décarbonation de leurs usages.

Les services énergétiques

ÉS Services Énergétiques, filiale spécialisée dans les services énergétiques, est détenue à 50/50 par la holding d'Électricité de Strasbourg (FIPARES) et Dalkia. Elle se positionne comme acteur de la transition énergétique, apporteur de solutions durables et créateur de performance énergétique pour décarboner les usages des acteurs économiques privés et publics en Alsace. Elle propose aux entreprises, industries et collectivités, des offres attractives qui permettent de :

- créer des réseaux de chaleur adaptés à leurs besoins ;
- agir sur l'efficacité énergétique du bâti par des travaux de rénovation ;
- optimiser le pilotage des installations énergétiques ;
- mettre en œuvre des solutions d'énergie renouvelable (pompes à chaleur, chaudière biomasse, solaire thermique…) pour décarboner les usages chaleur ;
- sensibiliser les usagers aux économies d'énergie.

Par ailleurs, ÉS Services Énergétiques propose des offres de pilotage et d'optimisation en matière de génie électrique, d'éclairage industriel et public, ainsi que des activités d'ingénierie de restauration collective.

La production d'énergie renouvelable

Géothermie haute température

ÉS est l'un des principaux acteurs de la géothermie haute température en France. La société ÉS Géothermie SA exploite, depuis 2016, la première centrale de géothermie de ce type à usage industriel à Rittershoffen. Sa production thermique d'eau surchauffée renouvelable est d'environ 160 GWh/an. Elle est issue d'une ressource géothermale située à 2 500 mètres de profondeur.

ÉS exploite également la centrale géothermique électrogène située à Soultz-sous-Forêts qui produit environ 5 GWh par an.

Biomasse

La centrale de cogénération biomasse de Strasbourg valorise les résidus de la filière bois des massifs vosgiens et de la Forêt-Noire. D'une puissance de 34 MW thermiques et 10 MW électriques, elle produit chaque année environ 60 GWh d'électricité d'origine renouvelable et environ 110 GWh de chaleur d'origine renouvelable.

Hydraulique

La centrale hydraulique du Framont, d'une puissance de 400 kW, permet, selon l'hydraulicité, la production d'environ 2 GWh par an, soit la consommation électrique annuelle d'environ 500 logements.

Par ailleurs, ÉS Énergies Strasbourg détient une participation de 35 % dans SERHY. La société est spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales hydroélectriques dans les massifs alpins et pyrénéens principalement. La production renouvelable de SERHY est d'environ 170 GWh par an.

(1) Décret n° 2015-1697 du 18 décembre 2015 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de Corse.

Lithium

ÉS et Eramet ont signé, en janvier 2023, un protocole d'accord visant à étudier les possibilités d'extraire du lithium qualité batterie à partir des saumures géothermales alsaciennes.

1.4.5 Activités du Groupe à l'international

Le groupe EDF fournit de l'électricité et du gaz à 41,1 millions de clients dans le monde : particuliers, marchés d'affaires, collectivités locales. Il est un fournisseur d'énergie majeur sur quatre marchés clés européens : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique. Le Groupe a l'ambition de se déployer sur de nouvelles géographies en développant des solutions bas carbone dans les pays en croissance tout en confortant ses positions en Europe.

1.4.5.1 Royaume-Uni

L'activité du groupe EDF au Royaume-Uni est placée sous la responsabilité d'EDF Energy et d'EDF Trading [1] et intègre d'autres sociétés du Groupe (Dalkia UK et EDF power solutions UK).

EDF Energy est l'un des plus grands énergéticiens du Royaume-Uni et emploie 12 231 personnes sur ses différents sites implantés dans le pays [2].

EDF Trading fournit des services d'optimisation et de gestion des risques au groupe EDF ainsi qu'à des tiers.

L'objectif d'EDF au Royaume-Uni est de construire, d'alimenter et de desservir « une Grande-Bretagne électrique », convaincue qu'il s'agit, pour le pays, de la voie la plus prometteuse vers un avenir bas carbone, à la fois abordable et sûr. EDF Energy est bien placée pour jouer un rôle clé dans l'électrification de la Grande-Bretagne grâce à son fort positionnement dans la chaîne de valeur de l'électricité, qui s'articule autour de cinq grands domaines d'activité :

- nucléaire : la production d'électricité sans carbone [3], les services de démantèlement, la construction de nouvelles centrales nucléaires à Hinkley Point C et Sizewell C, et l'accompagnement d'autres nouveaux projets nucléaires au Royaume-Uni ;
- vente au détail : la fourniture aux particuliers et PME d'électricité, de gaz et de services énergétiques. Offrir aux clients des produits et services qui leur permettent d'électrifier et de décarboner leur foyer et leur entreprise, notamment par l'intermédiaire de Pod, un fournisseur de services de recharge pour véhicules électriques (VE) détenu à 100 % par EDF, d'EDF Heat Pumps et de Contact Solar ;
- entreprises et commerce de gros : la fourniture d'électricité, de gaz et de services énergétiques au sens large aux grandes entreprises, au secteur public et aux propriétaires d'actifs ; fournir des services d'optimisation aux propriétaires d'actifs flexibles (y compris les foyers et les entreprises) ;
- renouvelables : le développement, la construction et l'exploitation d'installations de production d'énergie éolienne et solaire et de stockage par batteries de grandes capacités au Royaume-Uni et en Irlande par EDF power solutions et le développement de solutions d'hydrogène renouvelable et bas carbone avec Hynamics ;
- services techniques : la fourniture de prestations de services techniques et énergétiques auprès du secteur privé et public avec Dalkia UK.

1.4.5.1.1 Stratégie et développement durable d'EDF au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF estime que l'électrification est essentielle pour améliorer l'accessibilité financière, renforcer la sécurité énergétique et lutter contre le changement climatique. EDF soutient l'ambition du gouvernement britannique d'atteindre la neutralité carbone (Net Zero) d'ici 2050. En basculant davantage d'activités des combustibles fossiles vers l'électricité et en développant les infrastructures nécessaires pour produire une énergie bas carbone, la Grande-Bretagne peut atteindre ses objectifs en matière d'énergie, de sécurité et de climat. L'électrification des secteurs du chauffage, des transports, de l'industrie et d'autres secteurs protégera les clients de la volatilité des prix de l'énergie à l'échelle mondiale, créant ainsi des opportunités économiques pour les entreprises et les collectivités. Dans un système énergétique de plus en plus complexe et interconnecté, l'étendue des capacités d'EDF au Royaume-Uni constitue un avantage stratégique.

La dernière version du rapport d'étape « An Electric Britain » d'EDF [4] présente les progrès et les projets de l'entreprise pour contribuer à l'électrification de la Grande-Bretagne, en élargissant l'accès à une énergie propre et en aidant les foyers, les entreprises et les services publics à passer à une électricité sûre, abordable et bas carbone. Il s'agit notamment d'aider les clients à « économiser de l'argent et économiser du carbone », de minimiser les impacts environnementaux et d'apporter une contribution sociale positive au Royaume-Uni.

EDF est le plus grand producteur d'électricité zéro carbone au Royaume-Uni [5] et exploite un parc d'actifs éoliens, nucléaires, solaires et de stockage

En matière de production d'électricité, la priorité d'EDF Energy est d'assurer le maintien d'activités sûres, fiables et rentables. Le parc de centrales nucléaires d'EDF Energy a produit en 2024 13 % de l'électricité au Royaume-Uni [6]. Tous les réacteurs avancés refroidis au gaz (centrales RAG) ont été prolongés au-delà de leur durée de vie initiale de 25 ans. Au-delà de la prolongation de la durée de vie de l'ensemble des quatre centrales RAG opérationnelles annoncée en 2024, EDF a également confirmé, en septembre 2025, qu'elle prolongeait la durée de vie de deux de ses centrales nucléaires au Royaume-Uni, à savoir Heysham 1 dans le Lancashire et Hartlepool dans le Teesside. Afin de continuer à répondre à 3 % [6] de la demande d'électricité de la Grande-Bretagne jusqu'en 2055, une prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation de la centrale Sizewell B est à l'étude.

L'extension de la durée de vie des centrales nucléaires d'EDF, dans la mesure où elle est sûre et envisageable économiquement, contribue à la sécurité énergétique du Royaume-Uni et permet de réduire la dépendance du pays à l'égard du gaz tout en préservant des compétences opérationnelles vitales pour les futures centrales nucléaires.

Il incombe à EDF Energy d'opérer le déchargement du combustible de l'ensemble des sept centrales RAG avant le transfert au *Nuclear Restoration Services* (NRS), qui ont été désignés par le gouvernement britannique pour réaliser les activités ultérieures de démantèlement. Le premier déchargement complet du combustible d'une centrale RAG a été effectué en avril 2025, dans les délais et le budget impartis et EDF transférera la licence du site Hunterston B aux NRS en 2026 à des fins de démantèlement. La deuxième centrale RAG, Hinkley Point B, suivra en 2026, l'*Office for Nuclear Regulation* (organisme de réglementation nucléaire britannique) ayant déclaré le site exempt de tout combustible le 13 janvier 2026. L'une des autres centrales RAG d'EDF, Dungeness dans le Kent, est actuellement en phase de déchargement du combustible.

(1) Voir la section 1.4.6.4 « Optimisation et *trading* : EDF Trading ».
(2) Décembre 2025.
(3) Zéro carbone au point de production.
(4) www.edfenergy.com/about/sustainability
(5) EDF a produit 17 % de l'électricité décarbonée totale du Royaume-Uni en 2024, soit plus que toute autre entreprise : www.edfenergy.com/zero-carbon
(6) Sur la base des données de production de 2024 et de la consommation finale d'électricité de 2024.

EDF est le premier développeur nucléaire du Royaume-Uni

Le gouvernement britannique considère que l'énergie nucléaire jouera un rôle clé dans la mise en place d'un système électrique propre d'ici 2030 et qu'il est essentiel de développer la capacité nucléaire en Grande-Bretagne afin d'atteindre l'objectif de neutralité carbone du pays à l'horizon 2050 et de réduire sa dépendance vis-à-vis des importations d'énergie étrangère.

En partenariat avec CGN [1], EDF construit deux nouveaux réacteurs (3,26 GW de capacité au total) basées sur la technologie EPR (Evolutionary Pressurised Reactor) sur le site de Hinkley Point C dans le Somerset. Fin 2025, environ 14 000 personnes travaillent sur le site à la construction de la centrale et le chantier devrait créer 71 000 emplois dans tout le pays d'ici la fin de la construction.

Une décision finale d'investissement (FID) a été prise en juillet 2025 et la finalisation du financement a été obtenue en novembre 2025 pour un projet EPR similaire de 3,26 GW, déployé sur le site de Sizewell C dans le Suffolk. Il permettra de produire une électricité fiable et à faible émission de carbone pour près de 6 millions de foyers pendant 60 ans, évitant ainsi 9 millions de tonnes de CO_2 chaque année [2]. Le projet Sizewell C a pour ambition de proposer 1 500 places d'apprentissage et de soutenir 70 000 emplois.

EDF soutient également le programme nucléaire britannique en développant une technologie nucléaire de nouvelle génération au-delà de ces deux projets EPR, notamment sur d'autres sites appartenant à EDF.

EDF au Royaume-Uni est un leader dans la décarbonation de ses clients

EDF Energy alimente 3,5 millions de foyers et d'entreprises en électricité, gaz et autres services, avec pour mission d'aider les clients à économiser de l'argent et du carbone, en phase avec le projet « Ambitions 2035 ».

À la suite de l'acquisition et de l'intégration de Pod, de CB Heating (EDF Heat Pumps) et de Contact Solar, et grâce aux autres capacités EDF, les clients disposent d'un guichet unique à même de répondre à leurs besoins en matière d'énergie et de décarbonation. Ces acquisitions soutiennent l'objectif de l'entreprise de fournir un service client efficace sur le marché à travers une gamme de produits et de services, et la fourniture d'une énergie plus verte et meilleur marché.

EDF Energy est le premier fournisseur d'électricité des entreprises et du secteur public en Grande-Bretagne [3]. Au Royaume-Uni, EDF collabore afin de proposer une large gamme de solutions de décarbonation à ses clients, comprenant la mobilité électrique, le chauffage bas carbone, la microproduction d'électricité, les contrats d'achat d'énergie renouvelable (PPA), des services de flexibilité et des compteurs associés à des services de données. Principal acteur de la flexibilité via batteries en Grande-Bretagne et premier acheteur d'énergie renouvelable par le biais de PPA [4], EDF Energy utilise ses capacités d'accès au marché pour proposer ses services aux autres acteurs de l'industrie.

1.4.5.1.2 Les activités d'EDF Energy

Capacité installée et production d'EDF Energy au Royaume-Uni – 2025

EDF Energy	31/12/2025	31/12/2024
Électricité fournie [1] (en GWh)	46 255	45 011
Gaz fourni (en GWh)	27 007	27 124
Nombre de comptes clients résidentiels (en milliers) [2]	4 995	5 213
Nombre de salariés [3]	12 231	12 680
Taux global d'accidents déclarés [4]	0,63	0,63

(1) Électricité fournie au client final comprenant l'ajustement pour énergie en compteur de l'année N-1.
(2) Données à la fin de l'exercice.
(3) Effectif fin de période, y compris les salariées en congé maternité. Hors effectif de Pod.
(4) Taux global d'accidents déclarés : nombre annuel total d'accidents du travail avec arrêts, décès, blessures traitées au travail (hors premiers soins)/nombre d'heures travaillées × 1 000 000. Cela concerne tous les salariés, le personnel intérimaire et le personnel des sous-traitants. Hors EDF Renewables UK et hors projet Hinkley Point C. Le taux de fréquence d'accidents (TFA) pour Hinkley Point C s'élève à 0,05 à fin décembre 2025 (0,05 à fin décembre 2024).

1.4.5.1.2.1 La réglementation applicable aux installations nucléaires de base au Royaume-Uni

La réglementation suivante est applicable à la fois à la production nucléaire d'EDF Energy et aux nouvelles constructions au Royaume-Uni.

Cadre réglementaire

Installations nucléaires de base au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, la loi sur les installations nucléaires de 1965 (« NIA 1965 ») exige qu'EDF Energy détienne une licence de site nucléaire (Nuclear Site Licence, NSL) pour chacune de ses centrales nucléaires existantes et pour les centrales en construction. Elle lui impose de se conformer à un certain nombre de conditions de licence. La loi de planification de 2008 (« PA 2008 ») a créé les *Development Consent Orders* (DCO), qui sont les autorisations requises pour construire une nouvelle centrale nucléaire au Royaume-Uni. Le processus d'obtention d'un DCO comprend une évaluation de l'impact environnemental, la mise en place de mesures d'atténuation de celui-ci ainsi que la tenue d'un certain nombre de consultations publiques.

***Office for Nuclear Regulation* (ONR)**

Au Royaume-Uni, l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) et l'*Environment Agency* (EA)/*Scottish Environment Protection Agency* (SEPA) sont responsables de la sûreté, de la sécurité, de la gestion de crise et de la réglementation environnementale qui s'applique aux sites nucléaires britanniques.

(1) China General Nuclear Corporation.
(2) Par rapport à la production annuelle assurée par une centrale au gaz.
(3) EDF détient la plus grande part de marché du marché de l'électricité I&C en termes de volume et de compteurs fournis (rapport « Cornwall Insight Business Electricity Market Share Report » du 25 avril 2025).
(4) EDF détient la plus grande part de marché de l'électricité renouvelable dans le cadre des accords PPA (rapport « Cornwall Insight PPA Market Share Report » d'août 2025).

L'ONR est chargé de la réglementation et de l'inspection des installations nucléaires. Les lois suivantes sont sous son contrôle :

- la loi de 1974 sur la santé et la sécurité au travail (« HSWA 1974 »), qui définit les obligations d'EDF en matière de sécurité des travailleurs et du public sur ses sites. La HSWA 1974 est complétée par d'autres législations spécifiques à certains secteurs et risques (par exemple, le règlement de 2012 sur le contrôle de l'amiante (Control of Asbestos Regulations 2012) ;
- le *Nuclear Installations Act 1965* (« NIA 1965 »), qui exige que les exploitants de centrales nucléaires détiennent une licence de site nucléaire, qu'ils se conforment aux conditions de cette licence et qu'ils détiennent une assurance responsabilité nucléaire ;
- l'*Energy Act* 2013 (partie 3) (« EA 2013 ») a conféré à l'ONR le statut d'organisme statutaire. Il a également confirmé les missions de l'ONR dans les domaines de la sûreté nucléaire, la santé et la sécurité sur les sites nucléaires, la sécurité des installations nucléaires, la gestion des matières radioactives et leur transport. L'annexe 8 de la loi décrit en détail les pouvoirs des inspecteurs de l'ONR ;
- les réglementations sur les rayonnements ionisants de 2017 (« IRR 2017 »), qui sont basées sur la directive sur les normes de sûreté de base (Basic Safety Standards Directive), et qui prévoient la protection des travailleurs et du public contre les rayonnements ionisants ;
- le règlement de 2016 sur les autorisations environnementales en Angleterre et au Pays de Galles (Environmental Permitting – England and Wales – Regulations 2016) et le règlement de 2018 sur les autorisations environnementales en Écosse (Environmental Authorisations – Scotland – Regulations 2018). Le règlement de 2016 fournit le cadre actuel d'autorisation des substances radioactives. Celui de 2018 fournit le cadre d'autorisation des activités environnementales et n'inclut actuellement que les activités liées aux substances radioactives. L'EA et la SEPA sont les régulateurs respectivement responsables des réglementations de 2016 et 2018. Ces règlements sont complétés par d'autres règlements spécifiques à certains secteurs et risques.

Lors de l'évaluation des mesures qui peuvent être nécessaires pour réduire les risques des activités conformément à la HSWA 1974, l'ONR exige que les risques soient réduits au niveau le plus raisonnablement praticable.

L'ONR utilise les pouvoirs qui lui sont conférés en vertu de la NIA 1965, de l'EA 2013, de la HSWA 1974 et des 36 conditions de licence pour les sites nucléaires comme base de son régime de surveillance et d'application des lois. L'ONR dispose de pouvoirs d'inspection étendus qui lui permettent d'inspecter les installations nucléaires, de demander des documents et de mener des enquêtes. Cela débute par un examen et une évaluation détaillés de la sûreté de la conception et se poursuit tout au long de l'exploitation et du démantèlement des installations.

En vertu de la NIA 1965, l'ONR est autorisé à accorder des licences aux demandeurs et à imposer des conditions de licence qui peuvent être modifiées ou révoquées. En particulier, l'ONR peut interdire certaines opérations nucléaires ou révoquer la licence d'un site nucléaire. Plus communément, l'ONR peut consentir à des actions spécifiques, approuver des dispositions ou exiger des changements/variations des opérations. Le non-respect de la législation en matière de sûreté est une infraction pénale, passible d'une amende d'un montant illimité, liée au chiffre d'affaires d'EDF Energy, d'une peine d'emprisonnement d'une durée maximale de deux ans pour les Directeurs, ou les deux.

Brexit

L'accord sur le nucléaire civil (Nuclear Cooperation Agreement – «NCA ») conclu entre l'Europe et le Royaume-Uni le 30 avril 2021 est semblable à d'autres NCA que l'UE a signés avec des pays non-membres de l'UE. Il s'applique pendant une période initiale de 30 ans et prévoit un engagement de coopération dans le domaine du nucléaire civil, y compris en matière de protections, de sûreté et de sécurité. Il fournit également un cadre pour le commerce des matières et des technologies nucléaires, facilite la recherche et le développement et permet l'échange d'informations.

1.4.5.1.2.2 La production nucléaire

EDF Energy détient huit centrales nucléaires au Royaume-Uni (15 réacteurs), dont une est entrée en phase de déchargement du combustible (Dungeness) en 2021 et dont deux (Hunterston B et Hinkley Point B) ne contiennent plus de combustible et devraient être transférées au *Nuclear Restoration Services* (NRS) en avril 2026 et d'ici fin 2026 respectivement.

La capacité de production totale était de 5,9 GW en 2025. Centrica plc. (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, la société mère de l'entité détenant les actifs d'exploitation nucléaire (hors nouveau nucléaire).

Technologie du parc de production nucléaire

Sept des huit centrales nucléaires (Dungeness B, Hartlepool, Heysham 1, Heysham 2, Hinkley Point B, Hunterston B et Torness) sont des centrales à réacteurs avancés refroidis au gaz (RAG). La huitième, Sizewell B, est une centrale à réacteur à eau pressurisée (REP).

Sûreté nucléaire et radioprotection

La sûreté nucléaire est la priorité absolue d'EDF Energy. La performance en matière de sécurité a été relativement stable en ce qui concerne les aspects radiologiques, environnementaux et incendie. En 2025, deux évènements de niveau 1 (anomalie) ont été enregistrés sur l'*International Nuclear Event Scale* (échelle INES – les évènements de niveau 1 sont décrits comme des anomalies et constituent le niveau le plus bas sur l'échelle qui compte 7 niveaux).

Des procédures strictes sont appliquées pour contrôler et réduire le plus possible les doses de radiation reçues par les employés et les sous-traitants de toutes les centrales nucléaires existantes d'EDF Energy. En 2025, la dose individuelle moyenne reçue par l'ensemble des employés des sites nucléaires d'EDF Energy a été d'approximativement 0,020 mSv. La dose individuelle la plus forte reçue en 2025 a été de 4,546 mSv, sachant que la dose maximale légale est de 20 mSv par an.

La durée de vie des centrales

La durée de vie de chaque centrale est principalement déterminée par sa capacité technique et financière à respecter le niveau de sûreté nucléaire requis. Celle-ci est déterminée à chaque arrêt programmé avant la période d'exploitation suivante au moyen d'opérations d'inspection, de maintenance, de test et d'évaluation de la performance de la centrale. Après chaque arrêt, le redémarrage du réacteur doit faire l'objet d'une autorisation préalable de l'ONR. La période d'exploitation courant entre deux arrêts programmés est généralement de trois ans pour les centrales RAG et de 18 mois pour Sizewell B.

De plus, tous les dix ans, les centrales font l'objet d'un examen périodique de la conception et de la sûreté opérationnelle et organisationnelle plus détaillé et plus étendu (Periodic Safety Review – PSR). La poursuite de l'exploitation nécessite la validation de cet examen par l'ONR. Le PSR de la centrale Sizewell B a été soumis à l'ONR en janvier 2024 et sa lettre de décision a été reçue en janvier 2025. Cette lettre a confirmé qu'il n'y avait pas de problèmes de sécurité importants ou de difficultés à poursuivre l'exploitation.

Les centrales RAG ont été conçues pour une durée de vie nominale de 25 ans et Sizewell B de type REP pour une durée de vie de 40 ans. Toutefois, l'investissement, les savoirs techniques, les compétences opérationnelles et l'expérience en matière de sûreté d'EDF Energy ont permis d'allonger les durées d'exploitation prévues des centrales RAG. Depuis l'acquisition de British Energy par EDF, les durées d'exploitation des centrales RAG ont été prolongées de huit ans en moyenne. En septembre 2025, il a été annoncé l'extension supplémentaire de la durée de vie des centrales Hartlepool et Heysham 1 d'un an jusqu'à mars 2028.

Voir également la section 2.2.1, le facteur de risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni) – Parc nucléaire au Royaume-Uni ».

Centrales électriques	Capacité [1] *(en MW)*	Production [2] *(en TWh)* 2025	2024
Centrales électriques RAG			
Hartlepool	1 185	2,1	6,1
Heysham 1	1 060	5,2	5,8
Heysham 2	1 240	6,6	8,6
Torness	1 200	8,6	8,0
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 198	10,4	8,8
TOTAL	**5 883**	**32,9**	**37,3**
FACTEUR DE CHARGE [3]		**64 %**	**72 %**

(1) Les productions des réacteurs sont nettes de toute électricité consommée pour le propre usage des centrales, y compris l'électricité importée du réseau.
(2) La production de chaque année prend en compte les arrêts pour rechargement du combustible, les arrêts programmés et les arrêts fortuits.
(3) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production effective par la production qui aurait été réalisée si chaque centrale fonctionnait à pleine capacité sur la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

Le parc nucléaire a produit 32,9 TWh en 2025, soit une production en baisse de 12 % par rapport à 2024 (37,3 TWh), résultant essentiellement d'un arrêt prolongé à la centrale de Hartlepool.

En 2025, un arrêt programmé supplémentaire, le remplacement du rotor de turbine sur une unité à Hartlepool et d'autres aléas ayant principalement affecté les centrales Hartlepool, Heysham 1 et Heysham 2 ont réduit la production d'électricité.

Durées d'exploitation et dates de fermeture attendues

Centrales électriques	Type de réacteur	Début de production	Durée d'exploitation déclarée	Prolongations déjà déclarées	Date prévue de fermeture
Hinkley Point B	RAG*	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Hunterston B	RAG	Févr. 1976	46 ans	21 ans	2022
Dungeness B	RAG	Avr. 1983	38 ans	13 ans	2021
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	45 ans	21 ans	2028
Hartlepool	RAG	Août 1983	45 ans	21 ans	2028
Torness	RAG	Mai 1988	42 ans	17 ans	2030
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	42 ans	17 ans	2030
Sizewell B	REP	Févr. 1995	40 ans	–	2035

* *Réacteurs avancés refroidis au gaz.*

La gestion des déchets radioactifs et des activités de démantèlement

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs sont classés en cinq catégories :

- les déchets de « très faible activité » (Very Low-Level Waste - VLLW), une sous-catégorie des LLW qui comprend les déchets qui peuvent être éliminés en toute sécurité avec les déchets municipaux, commerciaux ou industriels, ou qui peuvent être éliminés dans des décharges spécifiques sous réserve de limites de radioactivité ;
- les déchets de « faible activité » (Low Level Waste – LLW), pour lesquels un exutoire existe incluant le centre de stockage près de la surface de Drigg dans le comté de Cumbria ;
- les déchets de « moyenne activité » (Intermediate Level Waste – ILW), pour lesquels aucun exutoire n'est actuellement disponible au Royaume-Uni ;
- les déchets de « haute activité » (High Level Waste – HLW) qui se définissent comme des déchets radioactifs dont la température peut s'élever significativement du fait du niveau de radioactivité. Ce facteur doit être pris en compte dans la conception des installations de stockage et d'évacuation de ces déchets ;
- les déchets « Higher Activity Waste » (HAW) qui regroupent les déchets HLW, ILW et LLW qui ne peuvent être stockés près de la surface.

La stratégie d'EDF Energy concernant les déchets LLW et HAW est conforme à la volonté des gouvernements britannique et écossais d'appliquer les principes hiérarchisés de gestion des déchets (réduire, réutiliser, recycler, valoriser). Le recours à une série d'exutoires et de solutions de recyclage favorise l'utilisation optimale du centre de stockage de déchets LLW dans le comté de Cumbria au Royaume-Uni. À l'heure actuelle, seule une voie d'évacuation pour les déchets LLW existe au Royaume-Uni.

Les déchets HAW sont entreposés sur le moyen terme dans des installations sûres, construites spécialement à cet effet, sur les sites des centrales appartenant à EDF Energy en attendant que l'Angleterre et l'Écosse déploient des solutions de stockage à plus long terme à l'échelle nationale.

Le combustible usé issu des réacteurs de type RAG est acheminé sur le site de Sellafield (détenu par Sellafield Limited, une filiale de la NDA) en vue d'y être entreposé sur le long terme. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible usé sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Le combustible REP usé de Sizewell B est entreposé sur site, dans une installation d'entreposage à sec prévue à cet effet destinée à entreposer en toute sécurité le combustible usé qui sera généré tout au long de la durée d'exploitation de Sizewell B. Après un entreposage de long terme en surface, le combustible REP usé de Sizewell B sera évacué vers un futur site de stockage géologique au Royaume-Uni.

Les accords sur le combustible usé RAG ont été conclus au moment de la restructuration de British Energy et, dans ce cadre, EDF Energy finance son stockage à long terme (et le retraitement des années précédentes) du combustible nucléaire usé. La stratégie de stockage du combustible de Sizewell B est approuvée par la NDA car elle est financée par le *Nuclear Liabilities Fund* (« NLF »). Des politiques visant à améliorer et à optimiser en permanence les quantités de combustible usé et de déchets sont mises en œuvre par EDF Energy. Elles s'inscrivent dans le cadre de politiques plus larges, établies à l'échelle de l'entreprise, en matière de sûreté, de développement durable et d'environnement.

Cadre réglementaire

La gestion des déchets radioactifs au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF est tenue, en vertu de la condition 34 de la licence de site nucléaire, de veiller, autant que raisonnablement possible, à ce que les matières radioactives et les déchets radioactifs présents sur ses sites soient contrôlés ou confinés de manière adéquate afin d'éviter toute fuite ou dissémination.

En Angleterre, l'Agence pour l'environnement (EA – Environment Agency) réglemente l'évacuation des déchets radioactifs des sites nucléaires autorisés en vertu des *Environmental Permitting* (England and Wales) *Regulations 2016*. Ces réglementations couvrent également ce qui était auparavant régi par la prévention et le contrôle de la pollution (Pollution Prevention and Control), les autorisations de rejet de la loi sur les ressources en eau (Water Resources Act), les autorisations d'activités soumises au risque d'inondation et les autorisations en matière de gestion des déchets.

Le Comité pour la gestion des déchets radioactifs (CoRWM) a publié ses recommandations pour la gestion à long terme des déchets de haute activité en 2006. En réponse, le gouvernement britannique a établi que le stockage en couches géologiques profondes est la voie privilégiée pour le stockage des déchets de haute activité en Angleterre. Il a fixé le cadre de la gestion du stockage à long terme par stockage géologique, combiné à un entreposage intermédiaire sûr et sécurisé.

En Écosse, l'agence de protection de l'environnement écossaise (Scottish Environmental Protection Agency – SEPA) réglemente l'élimination des déchets radioactifs provenant des sites nucléaires autorisés. Le gouvernement écossais mène une politique de stockage ou d'élimination à long terme, près de la surface et près du site, pour les déchets HAW provenant des sites écossais.

Le démantèlement des installations nucléaires

Au Royaume-Uni, EDF est soumis à la condition 35 de la licence de site nucléaire qui constitue le socle des plans et des programmes détaillés de démantèlement exigés par l'ONR. Toutefois, ces exigences doivent être prises en compte avec d'autres dispositions légales telles que les règlements de 1999 sur les réacteurs nucléaires (évaluation de l'impact environnemental pour le démantèlement) (Nuclear Reactors [Environmental Impact Assessment for Decommissioning] Regulations 1999), qui exigent une évaluation de l'impact environnemental du démantèlement et des mesures d'atténuation de cet impact.

Le démantèlement est généralement effectué par étapes, l'ONR devant donner son approbation formelle avant de passer à l'étape suivante. L'ONR peut exiger que le démantèlement soit commencé ou arrêté à tout moment et doit approuver les plans de démantèlement pour chaque étape du processus.

Les exploitants potentiels de centrales nucléaires sont tenus de soumettre, dans leur FDP (Funded Decommissioning Programme) un plan de démantèlement et de gestion des déchets (« DWMP »). Il détaille les plans chiffrés de l'exploitant pour remplir ses obligations de démantèlement, de gestion et d'évacuation des déchets, et comprend un plan de financement (« FAP »), expliquant comment l'exploitant constituera des provisions financières au titre de ses obligations. Le chapitre 1 de la partie 3 de la loi sur l'énergie de 2008 (« EA 2008 ») énonce les règles régissant le démantèlement et l'assainissement des sites nucléaires, ainsi que des dispositions détaillées sur les FDP. Voir également la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 15.2.3 « Provisions pour déconstruction ».

EDF Energy est signataire d'une série d'accords (les Accords de restructuration) qui définissent la manière dont les coûts de démantèlement et les passifs non contractuels éligibles seront financés par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF). Ils comprennent une garantie du gouvernement britannique pour les coûts de démantèlement des centrales nucléaires existantes. Le NLF était initialement financé par une contribution du gouvernement britannique. Depuis sa privatisation, il est financé par EDF Energy Nuclear Generation Ltd., qui effectue des versements trimestriels selon les termes d'un accord de contribution. En 2020, le gouvernement britannique a versé au NLF une contribution supplémentaire de 5 Mds£. ENGL et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration le 23 juin 2021. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent qu'une fois la phase d'évacuation du combustible terminée sous la responsabilité d'EDF Energy, toutes les centrales RAG seront transférées au *Nuclear Restoration Services* (NRS), qui ont été désignés par le gouvernement britannique pour réaliser les activités ultérieures de démantèlement [1].

Lors du transfert de la centrale Hunterston B aux NRS (prévu mi-2026), tous les passifs liés au démantèlement nucléaire de la centrale seront décomptabilisés de la provision pour passifs nucléaires, et les créances correspondantes seront également décomptabilisées simultanément. La centrale Hinkley Point B devrait également être transférée en 2026. Le succès du programme de transfert du site Hunterston B sera évalué après son achèvement et les résultats serviront de référence pour le programme de transfert du site Hinkley Point B et des autres centrales RAG.

(1) Voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 15.2.1 « Cadre réglementaire et contractuel ».

1.4.5.1.2.3 La production thermique et le stockage de gaz

La centrale de Cottam a fermé le 30 septembre 2019, après plus de 50 ans de service. La décision de fermeture tient à l'évolution des conditions de marché ainsi qu'à la volonté de décarboner la production d'électricité. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue en 2026. Des projets de développement sont en cours d'étude pour le site de Cottam une fois le démantèlement et la démolition terminés.

La centrale de West Burton A a fermé le 31 mars 2023, après 57 ans de service. La décision de fermer la centrale est conforme à l'engagement d'EDF de contribuer à atteindre la neutralité carbone. Actuellement, les travaux de démantèlement avancent de manière satisfaisante, avec une date d'achèvement de la démolition prévue en 2028. Le site de WBA a été choisi pour accueillir le premier prototype de centrale à fusion, un projet baptisé STEP (*Spherical Tokamak for Energy Production*) mené par *UK Industrial Fusion Solutions* (UKIFS). Ce projet vise à démontrer la faisabilité de la production d'énergie nette à partir de la fusion d'ici les années 2040. UKIFS dispose actuellement d'une option foncière avec WBA, valable jusqu'en 2030.

Prix du carbone

En tant que plus grand producteur d'électricité à faible teneur en carbone du pays, les revenus d'EDF Energy bénéficient de l'augmentation du prix de gros de l'électricité. Celui-ci est impacté par l'application d'un prix du carbone aux émissions de CO_2 liées à la production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les producteurs d'électricité en Grande-Bretagne sont soumis à deux mécanismes de tarification du carbone : le système britannique d'échange de quotas d'émission (Emissions Trading Scheme – ETS) et la taxe britannique de soutien du prix du carbone fixée à 18 livres sterling/tonne jusqu'en mars 2027.

1.4.5.1.2.4 La commercialisation

	31/12/2025	31/12/2024
Électricité fournie aux clients (en GWh)	46 255	45 011
Gaz fourni aux clients (en GWh)	27 007	27 124
Nombre de comptes clients résidentiels en fin de période (en milliers)	4 995	5 213

EDF Energy fournit du gaz, de l'électricité et des services associés aux clients résidentiels et professionnels sur l'ensemble du territoire britannique. L'entreprise est également en charge de l'optimisation sur le marché de gros des actifs de production et de clientèle d'EDF Energy. La taille des clients professionnels va des grands contrats du service public jusqu'aux petites entreprises privées. EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différenciées pour ses clients résidentiels et professionnels.

EDF Energy est l'un des principaux fournisseurs d'énergie du Royaume-Uni dans le domaine des installations d'efficacité énergétique grâce au programme *Energy Company Obligation (ECO) Scheme* [1]. L'entreprise fournit à ses clients des services qui vont « au-delà de l'approvisionnement », tels que la gestion et l'optimisation des actifs énergétiques, la vente et l'accès facilité aux véhicules électriques (VE), aux pompes à chaleur et aux panneaux photovoltaïques.

Clients particuliers

En 2025, EDF Energy a fourni 9 942 TWh d'électricité et 24 343 TWh de gaz aux clients particuliers. Au 31 décembre 2025, EDF Energy détenait 2,94 millions de comptes clients électricité et 2,055 millions de comptes clients gaz. Le taux de résiliation pour 2025 (environ 5 %) est en baisse par rapport à 2024 (environ 9 %). La part de marché d'EDF Energy a diminué, passant de 9,5 % à fin 2024 à 9,1 % (à la date du rapport le plus récent, le 31 octobre 2025).

Pour soutenir ses clients les plus vulnérables pendant l'hiver, EDF Energy investit 30 millions de livres sterling, un montant en hausse pour la quatrième année consécutive. Ce financement permet d'aider les clients confrontés à l'endettement, en travaillant avec des partenaires pour aider les plus vulnérables, à la fois financièrement et pour chauffer et isoler leur logement. EDF Energy reste fortement engagée auprès des pouvoirs publics et des autorités de réglementation, au niveau bilatéral et en partenariat avec d'autres fournisseurs via l'organisation sectorielle *Energy UK*. Ensemble, ils travaillent à des questions telles que la résilience des fournisseurs, l'avenir de la méthodologie du plafond tarifaire par défaut (Default Tariff Cap) et le soutien du gouvernement aux consommateurs. Il s'agit notamment de plaider en faveur de la mise en place d'un tarif social pour les clients les plus vulnérables.

En 2024, EDF Energy a achevé la migration d'environ 5,8 millions de clients particuliers et PME vers la plateforme de Kraken Technologies, le leader du marché. Cela a permis à l'entreprise de fournir un service client de premier ordre, comme en témoigne la note « Excellente » obtenue sur TrustPilot (4,8/5) en 2025, la plus élevée parmi les grands fournisseurs d'énergie du marché britannique.

Les conséquences de la crise énergétique

Après une forte volatilité en 2021 et 2022, les marchés de gros du gaz et de l'électricité se sont stabilisés en 2023 et sont restés globalement à un même niveau depuis. Les prix de gros et de détail demeurent toutefois plus élevés qu'avant la crise énergétique, et le risque de flambée des prix à court terme persiste.

La stratégie de couverture d'EDF Energy reste confrontée à un risque important en raison de la volatilité de la demande, car les conditions météorologiques restent le principal moteur de la consommation des clients. Il reste donc un certain degré d'incertitude quant à la consommation d'énergie des clients qui a nettement évolué depuis la pandémie de Covid-19 et la crise énergétique de 2021-2022. L'instabilité géopolitique, en particulier en Russie et au Moyen-Orient, provoque une augmentation de la volatilité des marchés et des risques de liquidité. La possibilité d'une modification de la réglementation présente toujours un risque important pour EDF Energy. De nouvelles réglementations pourraient affecter la capacité d'EDF Energy à recouvrer les créances auprès de ses clients, à générer des bénéfices grâce à ses tarifs et à soutenir la production d'énergies renouvelables et bas carbone, qui sont au cœur de la stratégie à long terme de l'entreprise. Alors que les prix restent élevés, la vente au détail de l'énergie reste un sujet sensible pour les clients particuliers et professionnels.

EDF Energy participe activement aux discussions avec l'Ofgem, le régulateur, le gouvernement britannique, l'opposition et d'autres parties prenantes de l'industrie sur la réforme de la réglementation du marché et sur les moyens d'aider les clients en 2026 et au-delà pour atteindre la neutralité carbone et « An Electric Britain ».

Réglementation sur le marché britannique

Plafond tarifaire par défaut (Default Tariff Cap) et interdiction d'offrir des tarifs plus compétitifs aux nouveaux clients (Ban on Acquisition Tariffs)

L'Ofgem a mis en place un plafonnement des tarifs pour les clients particuliers le 1er janvier 2019. Le prix était initialement fixé tous les six mois, sur la base de la moyenne des prix de gros des six derniers mois. Cependant, dans le cadre de sa réponse à la crise énergétique, l'Ofgem a revu son approche et commencé à mettre à jour le plafond tarifaire par défaut chaque trimestre.

(1) www.ofgem.gov.uk/energy-company-obligation-eco/contacts-guidance-and-resources/eco-public-reports-and-data

Du fait de l'interdiction d'offrir des tarifs plus compétitifs aux nouveaux clients (Ban on Acquisition Tariffs - BAT), les fournisseurs n'ont pas le droit de réserver les offres attractives à durée déterminée aux nouveaux clients, puisque leurs clients existants doivent pouvoir bénéficier également des prix réduits. Alors que cette interdiction devait initialement s'appliquer jusqu'en mars 2023, l'Ofgem l'a prolongée à quatre reprises, et elle restera désormais en place *a minima* jusqu'en mars 2027.

Ces mesures ont permis de stabiliser le marché et d'éviter les comportements court-termistes des fournisseurs. Associées à la baisse des prix de gros et au changement de méthodologie du plafond tarifaire par défaut, ces mesures ont permis aux fournisseurs de compenser les lourdes pertes de couverture subies au cours de la crise énergétique de 2021 et de 2022.

Résilience financière

En 2023, l'Ofgem a introduit de nouvelles règles pour s'assurer que tous les fournisseurs d'énergie détiennent suffisamment de liquidités sur la base des soldes créditeurs des clients, et qu'ils peuvent faire face à leurs obligations au titre de l'obligation relative aux énergies renouvelables (RO). En particulier, EDF Energy doit détenir un minimum de 20 % des soldes créditeurs de ses clients sous forme de liquidités et isoler complètement les exigences en matière de RO pour les clients particuliers en disposant de certificats achetés ou de garanties.

En 2024, l'Ofgem a introduit des objectifs de capital minimum pour les fournisseurs en fonction du nombre de clients particuliers qu'ils approvisionnent. Ces mesures visent à garantir que les fournisseurs disposent de suffisamment de capitaux pour remplir leurs obligations réglementaires de manière continue. Les fournisseurs sont tenus de déclarer leurs actifs nets auprès de l'Ofgem tous les mois afin d'identifier rapidement toute difficulté financière et de rechercher, au besoin, d'autres sources de capitaux. EDF Energy se conforme pleinement à ces exigences.

ECO4 et *Warm Home Discount*

Le plan ECO3 a pris fin le 31 mars 2022. Il a été remplacé, à l'été 2022, par ECO4, la quatrième version du plan qui couvre une période de quatre ans, soit jusqu'au 31 mars 2026. Tout comme ECO3, le dispositif ECO4 oblige les grands fournisseurs à favoriser les mesures d'efficacité énergétique visant à aider les clients à faibles revenus et vulnérables à réaliser des économies sur leurs factures. Le gouvernement britannique a confirmé qu'il mettrait fin à son programme ECO en mars 2026.

En outre, le gouvernement a mis en place le Great British Insulation Scheme (GBIS) en 2023, qui se poursuit simultanément jusqu'au 31 mars 2026. Le programme GBIS est conçu pour élargir les critères d'éligibilité des ménages afin qu'ils puissent bénéficier de mesures d'efficacité énergétique lorsqu'ils ne sont pas éligibles à ECO4. En 2025, le montant total des engagements d'EDF Energy au titre des programmes ECO4 et GBIS a été porté à 129 M£.

Le programme WHD (Warm Home Discount) se poursuit également annuellement jusqu'à l'hiver 2025/2026. Le montant de l'aide accordée aux foyers éligibles en vertu du programme est actuellement de 150 livres sterling. Le gouvernement a mené des consultations sur la prolongation du programme WHD au-delà de 2026 dont les résultats sont attendus.

Politique en matière de compteurs intelligents

EDF Energy reste engagée dans son programme d'installation de compteurs intelligents et dans la modernisation des infrastructures énergétiques britanniques pour permettre l'émergence de concepts tels que les réseaux intelligents et la tarification en fonction de l'heure de consommation. Ceci contribue à la résilience du réseau alors que le Royaume-Uni s'oriente vers un futur bas carbone.

Les fournisseurs d'énergie basés au Royaume-Uni étaient tenus de prendre « toutes les mesures raisonnables » pour installer des compteurs intelligents pour leurs clients particuliers et pour les PME avant fin décembre 2021.

De janvier 2022 à décembre 2025, tous les fournisseurs avaient l'obligation d'atteindre des objectifs annuels minimaux d'installation, l'objectif final étant que 76 % des foyers et des entreprises soient équipés d'un compteur intelligent. Ces objectifs étaient très difficiles à atteindre étant donné que les compteurs intelligents demeurent facultatifs pour les clients et que le taux de résiliation est resté faible. EDF Energy s'emploie à fournir des compteurs intelligents à tous les clients particuliers et PME qui souhaitent bénéficier de cette nouvelle technologie. Cependant, comme tous les autres grands fournisseurs, l'entreprise n'est pas parvenue à atteindre les objectifs minimaux qui avaient été fixés, principalement en raison d'un nombre toujours croissant de clients refusant l'installation de compteurs intelligents. Le gouvernement mène actuellement des consultations sur le cadre régissant le déploiement des compteurs intelligents au-delà de décembre 2025. Pour les clients particuliers, ce cadre exigera des fournisseurs qu'ils prennent toutes les mesures raisonnables pour installer des compteurs intelligents dans 100 % des foyers d'ici 2030. Pour les clients professionnels, tout nouveau contrat à durée déterminée conclu après janvier 2027 devra contenir une clause exigeant que le client fasse installer un compteur intelligent.

En 2025, EDF Energy a installé environ 178 000 compteurs intelligents supplémentaires et, à fin 2025, environ 69 % des clients d'EDF Energy concernés par le déploiement disposent de compteurs intelligents. Ainsi, à ce jour, EDF Energy a installé environ 3,7 millions de compteurs intelligents au total.

Clients professionnels

EDF Energy fournit environ 302 000 clients de petites entreprises (PME) et environ 17 700 clients industriels et commerciaux (I&C), dont environ 15 800 clients d'entreprises de taille moyenne et environ 1 900 clients de grandes entreprises. L'activité I&C (gérée via *Business & Wholesale Services* – « BWS ») fournit également plusieurs grands clients du secteur public, notamment Crown Commercial Services, une agence gouvernementale chargée d'acheter une large gamme de biens et de services pour le secteur public anglais et gallois, comme le ministère de la Défense et le *National Health Service* (NHS). Ce contrat est le plus important contrat énergétique en volume au Royaume-Uni.

En 2025, le segment professionnel a fourni un total de 36,31 TWh d'électricité aux clients non particuliers, dont 2,56 TWh aux clients PME et 33,75 TWh aux clients I&C. Au total, EDF Energy a fourni 2,66 TWh de gaz aux clients professionnels, dont 1,49 TWh aux clients PME et 1,17 TWh aux clients I&C.

Le marché des clients professionnels au Royaume-Uni représente environ 155,1 TWh, faisant d'EDF Energy le plus grand fournisseur d'électricité en volume et en nombre de compteurs, assurant environ 22,7 % du marché professionnel. Le volume fourni par EDF Energy au marché de l'électricité non domestique a augmenté de 1,5 TWh sur un an grâce à la forte croissance de son activité I&C.

Sur le segment des PME, le nombre de comptes clients a reculé d'environ 5,2 % cette année, mais EDF Energy reste le 2e fournisseur du segment des PME au Royaume-Uni.

Le segment des PME d'EDF Energy a une nouvelle fois produit de bonnes performances de vente et l'entité a amélioré son service client, consolidant ainsi sa position de leader du marché. Elle a continué à développer ses activités gazières, qui fournissaient environ 6 100 points de comptage à fin 2025.

En ce qui concerne le segment des grandes entreprises, le maintien d'une approche ciblée a permis l'acquisition de 2 nouveaux clients en 2025. En outre, 53 contrats avec de grandes entreprises ont été renouvelés. EDF Energy a fourni environ 18 TWh au titre des contrats passés avec ses clients du secteur public.

Sur le marché d'achat de l'électricité, EDF Energy reste le plus grand acheteur d'électricité renouvelable par le biais de PPA (sur la base de ses capacités propres et celles de tiers) en Grande-Bretagne selon le dernier rapport du secteur publié par Cornwall Insight. Des contrats ont été signés avec 571 sites d'énergie renouvelable, ce qui inclut 16 nouveaux sites d'énergie renouvelable fournissant une capacité supplémentaire au réseau britannique, dont 5 nouveaux PPA corporate pour des projets d'énergie solaire et éolienne.

Services liés au marché de gros

Principes généraux

Les politiques d'achat d'énergie et de gestion des risques d'EDF Energy visent à s'assurer que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que ses services sont fournis à un prix compétitif, tout en limitant le risque de volatilité sur ses marges brutes. *Business & Wholesale Services* (BWS) gère les risques inhérents au marché de gros dans le cadre de limites de risques et d'un contrôle prédéfinis. Il assure une interface unique avec le marché de gros via EDF Trading. BWS propose également des services de modélisation à l'ensemble des entités d'EDF Energy. Il négocie et gère des structures commerciales adossées à des actifs avec des tiers, en fournissant notamment des services d'accès au marché et d'optimisation pour le compte des producteurs d'électricité.

Approvisionnement et vente d'électricité

Depuis avril 2010, 20 % de la production nucléaire est vendue à Centrica, actionnaire minoritaire du parc nucléaire actuel, conformément aux accords conclus avec Centrica. Les 80 % restants sont vendus en interne aux mêmes conditions de prix que celles prévues dans l'accord avec Centrica, sur la base des prix du marché publiés, lissés sur les prix à terme de l'électricité lorsque la liquidité le permet.

En plus de sa production propre, EDF Energy s'approvisionne également en électricité au travers de PPA principalement avec des producteurs d'énergie renouvelable et issue de la cogénération (Combined Heat & Power – CHP). En 2025, EDF Energy a acheté environ 10 TWh d'électricité via ce canal.

WMS Flexibility Services propose à ses clients des services d'accès au marché et d'optimisation pour le stockage (par exemple, des batteries) et la production à petite échelle (centrales à gaz spécialisées en gestion de pointe par exemple) afin de tirer des revenus des services liés au marché de gros et des services de flexibilité annexes. En 2025, elle a obtenu 2 960 MW de nouveaux contrats d'optimisation de batteries et a signé le renouvellement de contrats de batteries auprès de partenaires existants à hauteur de 49,9 MW. Elle a également obtenu 140 MW dans le cadre de nouveaux contrats de production de gaz en gestion de pointe et signé le renouvellement de contrats similaires déjà en place à hauteur de 20 MW. La position d'acheteur net d'EDF Energy sur le marché de gros, pour les volumes livrés en 2025, a été d'environ 10,2 TWh (y compris les ventes structurées), avec environ 26,9 TWh vendus et 37 TWh achetés.

Énergies renouvelables et véhicules électriques

Véhicules électriques (Pod)

Auparavant, EDF Energy détenait une participation majoritaire (environ 53 %) dans Pod Point Group Holdings Ltd (« Pod ») depuis novembre 2021, date à laquelle la société a fait l'objet d'une introduction en Bourse (IPO). Le 4 août 2025, EDF a racheté toutes les actions restantes de Pod. Elle est ainsi devenue propriétaire à 100 % de la société et l'a retirée de la cote de la Bourse de Londres. Cette acquisition apporte à EDF un soutien accru et une stabilité à long terme qui lui permettent d'évoluer sur un marché particulièrement difficile, tout en continuant à répondre aux attentes de ses clients. En soutenant la transition du Royaume-Uni vers les véhicules électriques, EDF renforce sa capacité à accompagner les clients dans leur démarche de réduction des coûts et des émissions de carbone, ce qui fait partie intégrante de sa raison d'être.

En 2025, Pod a déployé environ 22 000 points de charge résidentiels pour véhicules rechargeables. Ces ventes ont été réalisées malgré la crise actuelle du coût de la vie qui a ralenti la croissance du marché des véhicules électriques. EDF Energy estime qu'elle compte actuellement quelque 109 000 clients propriétaires de véhicules électriques, environ 31 000 d'entre eux bénéficiant d'un tarif dédié aux véhicules électriques [1].

Pompes à chaleur (EDF Heat Pumps)

En 2025, EDF Energy a vendu (brut) environ 1 600 pompes à chaleur et en a installé 1 100 environ, ce qui représente une augmentation d'environ 5 % des ventes et de 18 % des installations en 2025 par rapport à 2024.

Panneaux solaires et batteries (Contact Solar)

En février 2024, EDF Energy a acquis Contact Solar, société de premier plan dans l'installation de panneaux solaires photovoltaïques résidentiels. Contact Solar a réalisé environ 3 300 ventes (brut) d'énergie solaire et a effectué environ 2 300 installations de panneaux photovoltaïques/batteries, ce qui représente une hausse d'environ 74 % des ventes et une hausse de 81 % des installations en 2025 par rapport à 2024, portée par une augmentation significative des prospects générés par EDF Energy et transférés à Contact Solar par rapport à 2024.

1.4.5.1.2.5 Le Nouveau Nucléaire

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

EDF et le gouvernement britannique ont également pris part au développement d'un projet de centrale nucléaire à Sizewell dans le Suffolk : le projet « Sizewell C » basé sur la technologie EPR, qui est maintenant entré dans la phase de construction suite au *Financial Close* du projet intervenu le 4 novembre 2025 et dans lequel EDF détient une participation minoritaire de 12,5 % et intervient en tant que partenaire majeur de la chaîne d'approvisionnement, notamment dans le cadre de l'îlot nucléaire et des turbines à vapeur.

Hinkley Point C (HPC)

Au 31 décembre 2025, EDF Energy possède 76,7 % de HPC, CGN détenant les 23,3 % restants.

Comme tout projet de cette ampleur, le projet comporte des risques industriels très importants pouvant engendrer des retards et des dépassements du coût à terminaison du projet. Ces risques sont détaillés dans la section 2.2.1, risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR ».

Réalisations du projet

En 2025, le projet Hinkley Point C a franchi une série d'étapes importantes :

- en janvier, Framatome a entamé l'aménagement de la salle de commande d'arrêt à distance dans le bâtiment de sécurité 3 de la tranche 1. Il s'agit de la salle de secours du poste de commande principal, utilisée dans l'éventualité peu probable où celui-ci serait mis hors service ;
- en mars, le béton du premier niveau a été coulé autour de la piscine de stockage du combustible usé du bâtiment combustible de la tranche 1 ;
- le 17 juillet, le dôme de la tranche 2 a été posé sur le bâtiment réacteur. Cette opération est intervenue 18 mois après la levée du dôme de la tranche 1 ;
- en août, quatre pompes d'injection de sécurité moyenne pression ont été installées – une pour chacun des bâtiments de sécurité de la tranche 1. Les pompes font partie du système d'évacuation de la chaleur résiduelle ;
- en septembre, le premier tableau électrique a été installé dans le bâtiment de sécurité de la tranche 1 ;
- en octobre, les travaux inhérents au tunnel d'évacuation et à son raccordement aux bâtiments d'évacuation des tranches 1 et 2 ont été achevés. Les travaux concernant le tunnel d'évacuation *offshore* se sont terminés en juillet et la coulée finale du béton pour le raccordement à trois points a eu lieu fin septembre.

Coût du projet et calendrier

La revue du projet Hinkley Point C de janvier 2024 avait conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction, avec 3 scénarios envisagés : un premier scénario avec un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029, un second scénario (cas de base) conduisant à un démarrage de la production en 2030, et un scénario défavorable pouvant conduire à un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base.

(1) Environ 78 000 clients sont supposés détenir un véhicule électrique en fonction de leur mode de consommation sans bénéficier d'un tarif dédié aux véhicules électriques.

Le projet prévoit désormais un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030. Le coût à terminaison du projet est désormais évalué à environ 35 Mds£$_{2015}$. Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire d'environ 1 Md£$_{2015}$. À fin 2025, les coûts de construction encourus, y compris intérêts intercalaires, pour l'ensemble du projet s'établissent à 39,3 Mds€ (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 9.3 « Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles »), soit 25,1 Mds£$_{2015}$.

En 2025, le Groupe a enregistré des dépréciations au titre du projet à hauteur de 3 552 M€, essentiellement en raison de la baisse de 3 £$_{2012}$/MWh du contrat pour différence à 89,5 £$_{2012}$/MWh lors de la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 Md£ au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié et du décalage de 12 mois de la mise en service de l'Unité 1 lié aux travaux électromécaniques (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 9.7.2 « Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels »). Par conséquent, à fin 2025, les immobilisations liées au projet Hinkley Point C s'évaluent à 23 133 M€.

Financement du projet

Étant donné que le total des besoins de financement du projet est supérieur à l'engagement contractuel initial de financement souscrit par les actionnaires (committed equity), HPC a appelé ces derniers à allouer des fonds propres additionnels sur une base volontaire (voluntary equity) à compter du troisième trimestre 2023. Depuis cette date, le financement de HPC est assuré par EDF seule en l'absence de fonds propres volontaires de CGN. En vertu du pacte d'actionnaires, CGN a toujours l'option de contribuer à nouveau au financement du projet.

EDF a signé un accord de financement d'un montant maximum de 4,5 Mds£, via un emprunt obligataire, avec Apollo. En juin 2025, EDF a tiré la première tranche de cet accord pour un montant de 1,5 Md£, EDF ayant l'option de tirer les deux tranches suivantes de 1,5 Md£ chacune. EDF continue à rechercher des solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale.

Échanges avec l'Autorité de sûreté nucléaire au Royaume-Uni (ONR)

L'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) suit de près le projet et met particulièrement l'accent sur les thèmes de la santé et de la sécurité des sites nucléaires et de la cybersécurité, en effectuant des inspections planifiées, imprévues et inopinées tout au long du projet. L'ONR a approuvé la mise à jour des accords réglementaires en place pour la gestion du Comité de sûreté nucléaire en vertu de la licence de site nucléaire LC13.

Dans le cadre de son régime d'autorisation flexible, l'ONR a émis une décision de non-objection afin de permettre la levée du point d'arrêt (Tertiary Hold Point), pour l'installation du premier groupe électrogène de secours dans la tranche 1 de la centrale HPC. Des ateliers ont été organisés avec l'ONR cette année afin d'examiner nos interactions réglementaires et de garantir leur efficacité. L'ONR mène des activités de planification au regard des autorisations futures, alors même que le projet HPC approche de la phase de livraison du combustible sur site.

Une procédure judiciaire a été initiée par l'ONR pour une infraction présumée à la Règle 13 (1) du Règlement de 2015 sur la construction (conception et gestion) liée à l'accident mortel de novembre 2022. Hinkley Point C et la co-entreprise Bouygues Lang O'Rourke ont été entendues par le tribunal concernant cet incident le 15 décembre 2025 et l'affaire a été renvoyée devant la Crown Court pour une audience prévue le 17 février 2026.

ONR a engagé, dans le cadre d'une procédure distincte, des poursuites à l'encontre des associés de la coentreprise Bouygues Lang O'Rourke en rapport avec un autre incident grave lié à la sécurité survenu en 2022.

HPC n'est pas poursuivie dans le cadre de cette procédure.

Contrat pour différence (Contract for Difference - CfD) (1)

Signé le 29 septembre 2016 en parallèle de tous les autres contrats avec le gouvernement britannique, après avoir été déclaré compatible par la Commission européenne avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État en octobre 2014, le contrat pour différence relatif à HPC (CfD) est un contrat signé par HPC et contresigné et géré par une contrepartie appelée *Low Carbon Contracts Company Limited* (LCCC), société de droit privé appartenant à l'État britannique, qui vise à sécuriser les revenus générés par l'électricité produite et vendue par HPC par un mécanisme financier de compensation de la différence entre le prix d'exercice contractuel et le prix de référence du marché sur une période maximum de 35 ans à compter de la mise en service de chacune des tranches.

À partir de la date de mise en service commerciale de la tranche considérée, si le prix de référence auquel le producteur vend l'électricité sur le marché est inférieur au prix d'exercice défini dans le CfD, le producteur recevra la différence. Si le prix de référence est supérieur au prix d'exercice, le producteur sera redevable de cette différence.

Les principales caractéristiques du contrat pour différence sont les suivantes :

- après la réalisation du financement du projet Sizewell C le 4 novembre 2025, le prix d'exercice pour HPC a été réduit de 92,50 £ à 89,50 £$_{2012}$/MWh ;
- le prix d'exercice est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI) ;
- la durée d'exercice maximale du mécanisme est de 35 ans ; compte tenu du retard de la tranche 1, dont la mise en service commerciale devrait intervenir postérieurement au 30 avril 2029, et du retard de la tranche 2, dont la mise en service commerciale devrait intervenir postérieurement au 31 octobre 2029, la durée d'exercice de 35 ans sera réduite proportionnellement au dépassement des délais au-delà de ces dates ;
- le contrat CfD est assorti d'une date butoir de mise en service (Longstop Date), en vertu de laquelle, si aucune tranche n'a été mise en service à cette date, le gouvernement britannique est autorisé (sans obligation) à mettre fin au contrat CfD. Compte tenu de l'impact de la Covid-19 sur le projet et de l'issue des négociations avec le gouvernement britannique concernant le projet nucléaire Sizewell C, la date butoir de mise en service a été décalée du 31 octobre 2033 au 31 octobre 2036 ;
- le projet est protégé contre certaines évolutions réglementaires et législatives défavorables. Par ailleurs sont prévus des cas de revue des coûts (à la hausse comme à la baisse selon les hypothèses) les 15^{e} et 25^{e} années suivant la date de démarrage de la tranche 1, et de révision de certaines conditions pour les coûts correspondant aux opérations de démantèlement et de gestion des déchets (Funded Decommissioning Programme).

Exposition et gestion des risques de change, taux et inflation

En termes de devises, environ 12 % des 16,2 Mds£ de coûts prévus à compter de 2026 sont libellés en euros. Ceci expose tant le projet que le groupe EDF au taux de change euro/livre. En cas d'affaiblissement de la livre face à l'euro, le coût du projet en livres augmente et sa rentabilité baisse en conséquence. Une stratégie de couverture a été mise en place au niveau du projet.

Toutefois, au niveau du Groupe, la dévaluation de la livre se traduirait par une baisse du besoin de financement ramené en euros et donc de la dette du Groupe. Compte tenu de l'horizon long terme de l'investissement dans le projet HPC, le groupe EDF a déployé une stratégie progressive de couverture du risque d'appréciation de la livre dans son investissement dans HPC.

Postérieurement à la phase de mise en service, la rentabilité de l'investissement en euros varie en grande partie au gré des fluctuations de la livre sterling et de l'inflation au Royaume-Uni, les recettes étant générées en livres sterling et indexées sur l'inflation.

Le projet HPC est protégé contre les fluctuations des prix du marché de l'électricité pendant la période du CfD. Il est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité au-delà de la période du CfD.

(1) Les termes du contrat sont disponibles sur le site du gouvernement britannique : www.gov.uk/government/publications/hinkley-point-c-documents

Programme de financement du démantèlement des centrales et du transfert des déchets

Les contrats relatifs au Programme de financement du démantèlement des centrales et de gestion des déchets (Funded Decommissioning Programme – FDP) de HPC ont été signés le 29 septembre 2016. Pour un détail des exigences réglementaires applicables aux opérateurs nucléaires, voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire ».

Sizewell C (SZC)

SZC est un projet de construction d'une centrale nucléaire dotée de deux réacteurs EPR à Sizewell, dans le Suffolk (Angleterre). Il est prévu que SZC dispose d'une capacité totale de 3,2 GW alimentant en électricité 6 millions de foyers pendant 60 ans.

Le projet repose sur la stratégie de réplication de HPC, reproduisant autant que possible la conception et la chaîne logistique de HPC. SZC bénéficiera des retours et de l'expérience d'HPC ainsi que d'une chaîne d'approvisionnement britannique complète à tous égards, ce qui devrait améliorer la visibilité en termes de calendrier et de coûts.

Depuis le 4 novembre 2025, EDF détient une participation de 12,5 %, en tant qu'actionnaire minoritaire de SZC, qui est comptabilisée selon la méthode de mise en équivalence dans les comptes du groupe EDF. SZC dispose de sa propre équipe de direction qui prendra les décisions et dirigera la construction de la centrale en tant que société indépendante.

Décision finale d'investissement (FID) et *financial close*

Le 22 juillet 2025, la décision finale d'investissement a été prise par SZC et la réalisation du financement (financial close) est intervenue le 4 novembre 2025. EDF prévoit d'investir jusqu'à 1,1 Md£ durant la phase de construction et détiendra une participation de 12,5 % dans le projet, aux côtés du gouvernement britannique (44,9 %), de La Caisse (20 %), de Centrica (15 %) et d'Amber Infrastructure (7,6 %). EDF n'a pas investi de nouveaux fonds lors du *financial close* en raison du remboursement des coûts de développement engagés depuis 2015.

SZC a obtenu un financement de 5 Mds£ sous forme de crédit à l'exportation garanti par BpifranceAE, ainsi qu'un prêt à terme auprès du National Wealth Fund au Royaume-Uni, à hauteur de 36,6 Mds£. Ces facilités de crédit ont été obtenues grâce à une solide notation de crédit « Investment Grade » attribuée par Moody's, S&P et Fitch.

Le groupe EDF contribuera au projet en tant que fournisseur d'études d'ingénierie (EDF/Edvance), du circuit primaire principal comprenant la chaudière nucléaire, les générateurs de vapeur et le système de contrôle de sécurité (Framatome) et, pour l'îlot conventionnel, du groupe turbo-alternateur (Arabelle Solutions). Pour l'industrie nucléaire française dans son ensemble, qui compte une quarantaine de fournisseurs français participant au projet SZC, cela contribuera à pérenniser les compétences et à capitaliser sur l'expérience acquise.

Construction

Les travaux de construction sont en cours et, en décembre 2025, SZC comptait près de 2 000 personnes sur site.

Les entreprises de génie civil sont mobilisées et les travaux sur site s'accélèrent. La conception détaillée des ouvrages hors site (tels que les routes et les voies ferrées) et des travaux de terrassement a progressé comme prévu. Les contrats des composants et équipements critiques sont finalisés ou en cours de finalisation, et la fabrication de certains équipements critiques, incluant les cuves des réacteurs et les générateurs de vapeur, a été lancée afin de sécuriser les bénéfices de la réplication du HPC.

Des plans d'organisation et de collaboration avec HPC sont également mis en œuvre.

Consentements, autorisations et licences

En juillet 2022, le gouvernement britannique a approuvé la demande d'autorisation d'aménagement (*Development Consent Orders* - DCO). Un recours devant les tribunaux contestant cette décision a été rejeté en juin et en décembre 2023. Un nouvel appel de la décision, formé en janvier 2024, a été rejeté par la Cour suprême en mai 2024. Le projet a rempli une série d'obligations comprises dans la demande d'autorisation d'aménagement (DCO) permettant le démarrage de la construction en 2024.

L'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) a formellement accordé la licence de site nucléaire en mai 2024.

Cadre de régulation et mécanisme de partage des risques

La loi (Nuclear Energy [Financing] Act), entrée en vigueur en mars 2022, a prévu la possibilité d'utiliser un modèle de base d'actifs régulés (BAR, ou Regulated Asset Base, RAB) pour financer de futurs projets nucléaires. Le modèle BAR est un modèle de financement éprouvé qui a déjà servi à financer d'autres infrastructures de premier plan au Royaume-Uni, comme des réseaux de distribution d'eau, de gaz et d'électricité. Dans ce cadre, une société se voit octroyer par un régulateur une licence lui permettant de facturer un prix réglementé aux consommateurs en échange de la mise à disposition de l'infrastructure.

La licence économique de SZC Limited lui a été concédée lors du *financial close* par l'autorité britannique de régulation des marchés de l'électricité et du gaz (Ofgem) et le projet recevra un revenu autorisé tout au long de la phase de construction, qui sera financé par les fournisseurs d'électricité qui se verront facturer le coût du projet en tant qu'utilisateurs du système électrique. À leur tour, les fournisseurs d'électricité factureront le coût aux consommateurs britanniques.

Les coûts de développement engagés jusqu'à l'entrée en vigueur de la licence BAR sont inclus dans la BAR et recouvrés en vertu du *Revenue Collection Agreement* qui a été signé lors du Financial Close entre SZC et la Low Carbon Contracts Company Ltd.

Dans la phase d'exploitation, l'Ofgem fixera un niveau de revenus autorisé pour le projet, revu tous les cinq ans, afin de permettre à SZC de recouvrer les coûts et de rémunérer les capitaux investis dans un cadre réglementaire incitatif, également financé par les factures des consommateurs britanniques.

En sus du modèle BAR, le projet Sizewell C bénéficie d'un ensemble de mesures d'aide du gouvernement britannique (Government Support Package, GSP) protégeant les investisseurs et les prêteurs contre certains risques à faible probabilité et à fort impact. La combinaison du modèle BAR et du GSP vise à partager les risques de construction et d'exploitation du projet entre les consommateurs, les contribuables et les investisseurs, et à réduire ainsi le coût de financement.

Bradwell B

Le projet n'a fait l'objet d'aucun autre développement en 2025.

Cottam

Le 14 septembre 2025, EDF a annoncé son intention de travailler avec Holtec International afin d'intégrer les petits réacteurs modulaires SMR-300 de Holtec dans l'ancienne centrale à charbon de Cottam dans le Nottinghamshire, dans le but de fournir une énergie propre et sécurisée aux nouveaux centres de données avancés sur le site.

1.4.5.2 Italie

1.4.5.2.1 Marché et présence du groupe EDF en Italie

L'Italie fait partie des quatre marchés clés du groupe EDF en Europe, avec la France, le Royaume-Uni et la Belgique. Le Groupe est présent en Italie principalement via sa participation de 97,172 % [1] au capital d'Edison.

Edison est un énergéticien de premier plan, fort de plus de 140 ans d'histoire, ce qui en fait l'un des plus anciens exploitants européens du secteur.

Edison emploie aujourd'hui environ 6 000 personnes, principalement en Italie, dans les domaines de la production renouvelable et flexible, de l'approvisionnement et de la vente de gaz naturel en gros et, via Edison Energia et Edison Next, dans la vente d'électricité, de gaz et la fourniture de services à valeur ajoutée aux clients finals (y compris la mobilité durable), entreprises, territoires et administrations publiques. Le Groupe est à la pointe de la transition énergétique en Italie, conformément aux Objectifs de développement durable (ODD) de l'ONU et aux politiques européennes de décarbonation.

1.4.5.2.2 Stratégie d'Edison

Leader de la transition énergétique durable, Edison fonde sa stratégie sur trois piliers principaux :

1. soutenir la croissance du secteur des énergies renouvelables et assurer la flexibilité du réseau ;
2. garantir la sécurité d'approvisionnement en adaptant ses activités gazières à l'évolution de la demande italienne et promouvoir la production de gaz verts ;
3. soutenir ses clients tout au long de leur parcours de décarbonation grâce à des services à valeur ajoutée.

Dans ce contexte, ses principaux objectifs, classés par axes de développement, sont les suivants :

- **production et flexibilité** : augmenter sa puissance installée de 2 à 4 GW dans les énergies renouvelables tout en réduisant ses émissions de carbone, maintenir l'un des portefeuilles de production thermique les plus efficaces d'Italie grâce aux centrales à haut rendement de Marghera et Presenzano et développer des outils de gestion de la flexibilité, tels que le stockage par batteries ou à travers des stations de transfert d'énergie par pompage hydraulique. Edison souhaite disposer d'environ 40 % de production d'électricité décarbonée d'ici 2030 grâce au développement de capacités renouvelables supplémentaires et de nouvelles technologies telles que le captage du CO_2 et le nouveau nucléaire, si les conditions sont réunies pour son développement en Italie. Edison travaille également sur des solutions potentielles permettant de faire face au fort développement des centres de données prévu dans les prochaines années ;
- **approvisionnement en gaz et développement de gaz verts** : maintenir une part de marché d'environ 20 % dans les ventes de gaz en Italie tout en diversifiant ses sources d'approvisionnement sur le plan géographique et par le biais de contrats flexibles de GNL à long terme. Edison souhaite également développer l'utilisation de gaz plus verts grâce à la production de biométhane et d'hydrogène et en développant du GNL à petite échelle afin de décarboner progressivement les secteurs des transports routiers et maritimes lourds ;
- **clients et services :** atteindre 4,5 millions de contrats clients (pour les segments B2C et B2B) d'ici 2030 et devenir le leader des services d'efficacité énergétique pour accompagner les grands clients et les administrations publiques (villes, écoles, hôpitaux, etc.) sur la voie de la transition énergétique. Edison entend jouer un rôle important dans la mobilité durable, grâce à une offre fondée sur de multiples vecteurs tels que l'électricité, l'hydrogène et le biométhane.

Edison a un plan d'investissement ambitieux de 1 à 1,5 Md€ par an pour les prochaines années, dont 85 % en ligne avec les objectifs de développement durable (ODD) des Nations unies. Ces investissements seront financés par des flux de trésorerie liés aux opérations d'exploitation et un niveau d'endettement conforme à une notation *investment grade*. Les investissements d'Edison en 2025 sont alignés à 86 % sur les ODD et à 62 % sur le règlement de la taxonomie européenne.

Au cours des dernières années, la position d'Edison dans la chaîne de valeur du gaz a été recentrée après un réalignement stratégique vers les activités de transition énergétique : en 2023, Edison a finalisé la cession de l'ensemble de ses actifs d'Exploration & Production (E&P) et a vendu, en mars 2025, 100 % d'Edison Stoccaggio au groupe italien Snam.

La notation crédit d'Edison, « BBB+/A-2 » [2] avec une perspective stable attribuée par S&P et « Baa3 » avec perspective stable attribuée par Moody's, reflète la solidité de ses performances opérationnelles et financières.

Edison est également un acteur de premier plan en matière de responsabilité sociale grâce à de nombreuses initiatives à destination des communautés où elle intervient, notamment celles visant à lutter contre la précarité énergétique, ainsi que par sa fondation EOS – Edison Orizzonte Sociale ETS – créée en 2021 pour promouvoir l'innovation sociale à travers l'Italie, en accordant une attention particulière aux jeunes.

Après la mise à jour de son évaluation de durabilité par Ecovadis, Edison a obtenu la médaille Platinum, avec un score de 87/100, confirmant ainsi sa position dans le top 1 % des entreprises évaluées. En outre, le score S&P Global ESG 2025 d'Edison a atteint 55/100. Enfin, Edison a obtenu la note de 21,9 de l'agence de notation ESG Sustainalytics.

En 2025, Edison et la Banque européenne d'investissement (BEI) ont convenu d'un financement pouvant atteindre 800 M€ pour soutenir le plan de développement d'Edison dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique. Il sera alloué par le biais de plusieurs accords de prêt, dont le premier, d'un montant de 200 M€, a été signé en novembre 2025.

Les excellents résultats obtenus par Edison dans les classements ESG 2025, associés à cette nouvelle ligne de financement de 800 M€ accordée par la Banque européenne d'investissement, constituent une reconnaissance claire du parcours en faveur du développement durable conduit par le Groupe dans le pays.

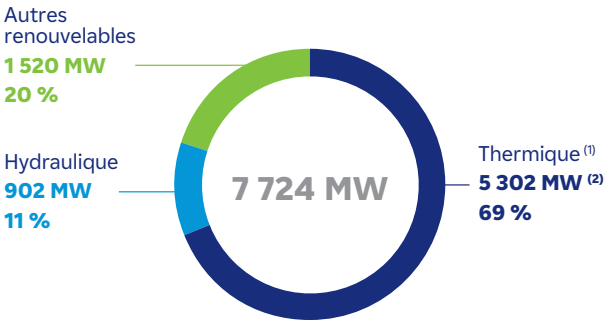
Au cours de l'année, les émissions de Scope 1 ont augmenté d'environ 7 millions de tonnes par rapport aux 6,1 millions de tonnes enregistrées en 2024, ce qui s'est traduit par une augmentation de 16 % du facteur d'intensité des gaz à effet de serre (GES), qui est passé de 240 à 278 grammes de CO_2 par kWh, et par un niveau d'émissions évitées de 2,5 millions de tonnes de CO_2. Cette augmentation des émissions et de l'intensité carbone est principalement due à la normalisation du niveau d'hydraulicité, après une tendance exceptionnelle en 2024. Elle est également cohérente avec une dynamique similaire observée au niveau du système électrique italien, où les moyens de production thermiques ont été davantage utilisés en raison de températures inférieures à la moyenne au cours de la première partie de l'année et de faibles conditions de vent.

(1) Quote-part du capital. 99,473 % quote-part des droits de vote.
(2) Le 23 janvier 2026, S&P a relevé la notation d'Edison à BBB+ avec perspective stable, contre BBB avec perspective positive auparavant.

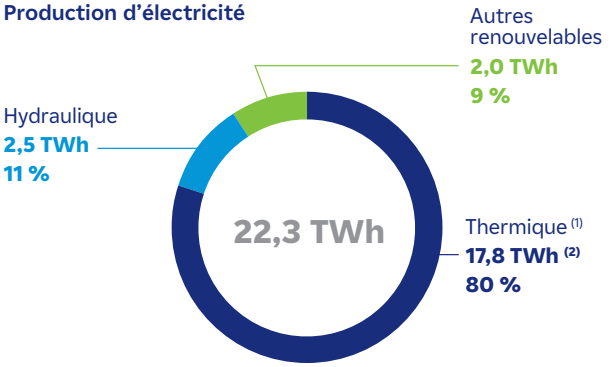
1.4.5.2.3 Activités d'Edison

Capacité installée et production d'Edison – 2025

Capacité installée



Production d'électricité



(1) L'actif charbon (12 MW) détenu par Edison Next Poland a intégralement été cédé à Dalkia Polska le 15 décembre 2025.
(2) En données consolidées, services d'efficacité énergétique inclus.
NB : les valeurs exprimées sont arrondies.

1.4.5.2.3.1 Activité de production électrique

La production en 2025

Edison couvre 8,1 % des volumes de production d'électricité italienne avec une puissance installée de 7,7 GW répartie sur l'ensemble du territoire.

En 2025, Edison a produit (en excluant les services d'efficacité énergétique) 21,5 TWh (+ 9,3 % par rapport à l'an dernier). La production hydraulique a diminué de 26 % sur un an, principalement en raison d'un niveau d'hydraulique sur un an cité exceptionnel en 2024. La production d'énergie éolienne et d'autres énergies renouvelables a diminué, principalement en raison de conditions moins venteuses, malgré la mise en service de nouvelles centrales photovoltaïques en 2025. Cette baisse de la production d'énergies renouvelables a été compensée par la hausse de la production thermique (+ 20,2 % sur un an).

Le parc de production

Le parc de production d'Edison (hors services d'efficacité énergétique) est composé de 124 centrales hydroélectriques, 9 centrales thermiques (cycles combinés gaz) qui comptent parmi les plus performantes d'Italie, 64 parcs éoliens et 68 centrales photovoltaïques. Hors services d'efficacité énergétique, la production d'électricité en volume est issue pour 79 % des CCG, pour 12 % de l'hydraulique et pour 9 % de l'éolien et des autres énergies renouvelables.

Au cours des deux dernières années, Edison a construit et mis en service plus de 1,5 GW de capacité programmable afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement du pays grâce à deux centrales thermoélectriques de dernière génération en Vénétie et en Campanie. Ces centrales affichent un niveau de rendement thermique net maximum de 62 % et sont également prêtes, d'un point de vue technologique, à utiliser l'hydrogène. Elles offrent une nouvelle capacité flexible, essentielle pour compenser l'intermittence des sources renouvelables, et comptent parmi les installations les plus avancées et les plus efficaces au monde.

Edison entend également poursuivre son développement dans les énergies renouvelables grâce à la croissance organique et à des partenariats avec des développeurs tiers. Edison a compté parmi les principaux lauréats des appels d'offres FER-X, un processus de mise en concurrence prévu par le décret gouvernemental FER-X pour accélérer les projets d'énergie renouvelable à grande échelle grâce à l'octroi de contrats pour différence (Contracts for Difference – CfD) à long terme, sécurisant ainsi de nouvelles capacités renouvelables pour soutenir son Plan Stratégique 2030.

Au cours des 10 premiers mois de 2025, Edison a achevé des chantiers pour un total d'environ 200 MW, notamment des centrales photovoltaïques en Sicile (55 MW), en Campanie (27 MW) et en Vénétie (16 MW) et des parcs éoliens en Basilicate (9 MW) et dans les Abruzzes (80 MW). Ces derniers ont été entièrement reconstruits, ce qui lui a permis de plus que doubler sa capacité de production d'énergie renouvelable tout en réduisant le nombre d'éoliennes de 73 %. En 2026, Edison achèvera la construction de 250 MW supplémentaires d'installations éoliennes et photovoltaïques et lancera de nouveaux chantiers pour une capacité de plus de 500 MW.

Edison prend également part au développement de projets ambitieux et innovants tels que les centrales éoliennes *offshore* flottantes, le pompage hydraulique, le captage et le stockage du carbone et la production nucléaire. En janvier 2025, EDF, Edison et Enea ont signé un protocole d'accord visant à approfondir le déploiement et l'utilisation des technologies de petits réacteurs modulaires (SMR) dans des contextes industriels.

En dehors de l'Italie, Edison a vendu, en juillet 2025, sa participation de 50 % dans l'exploitant grec Elpedison BV à Helleniq Energy Holdings SA. Cette décision marque la fin de la coentreprise avec Hellenig créée il y a plus de 15 ans et a permis à Edison de recevoir environ 200 M€ de produits destinés financer sa croissance dans les activités à faibles émissions de CO_2.

Enfin, Edison détient une participation de 20 % dans Kraftwerke Hinterrhein AG, qui exploite 626 MW d'énergie hydraulique en Suisse, et une participation de 49 % dans Dolomiti Edison Energy, avec des centrales hydrauliques dans le Trentin.

1.4.5.2.3.2 Activités dans le secteur du gaz

Le groupe EDF, à travers Edison, bénéficie d'une présence active dans les activités gazières amont et aval.

Edison est le deuxième importateur de gaz naturel d'Italie, avec une part de marché d'environ 20 % en 2025, et le plus important importateur de GNL à long terme. Il est également le premier acteur de la gestion du GNL en petites et moyennes quantités (SSLNG). La vision stratégique d'Edison est que le gaz, et en particulier le GNL, est essentiel pour maintenir la flexibilité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau. Il est donc crucial d'adapter le mix énergétique au rythme réel de mise en œuvre de la transition énergétique. À cet égard, le gaz continuera à jouer un rôle majeur dans les années à venir, en accompagnant le développement des énergies renouvelables et en soutenant l'électrification de la consommation finale.

Le portefeuille d'approvisionnement en gaz italien d'Edison repose actuellement sur une série d'accords à long terme pour un total d'environ 14 milliards de m^3 de gaz naturel par an, par le biais notamment de contrats avec le Qatar (6,4 milliards de m^3), la Libye (4,4 milliards de m^3), l'Algérie (1 milliard de m^3), l'Azerbaïdjan (1 milliard de m^3) et les États-Unis via Venture Global (1) (1,4 milliard de m^3).

(1) Voir les sections 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 20 « Passifs et actifs éventuels » et 7.1.5 « Litiges ».

En outre, en septembre 2025, Edison a annoncé avoir signé un contrat avec Shell International Trading Middle East Limited FZE pour la vente et l'achat de GNL. Selon les termes du contrat, à compter de 2028, Edison recevra environ 0,7 million de tonnes de GNL par an aux États-Unis sur une période de 15 ans.

Enfin, Edison possède des capacités de regazéification et de transport à long terme pour la gestion et la fourniture de cargaisons de GNL dans le cadre de contrats FOB à long terme. Elle a récemment élargi sa flotte de navires afin de gérer le nouvel accord susmentionné.

En renforçant et en diversifiant ses voies d'approvisionnement, Edison continue à jouer un rôle central dans la résilience du système énergétique italien. Fin 2025, les sources d'approvisionnement d'Edison étaient pour :

- environ 15 milliards de m^3 issus presque entièrement d'importations par gazoduc et de gaz naturel liquéfié ;
- 5,1 milliards de m^3 achetés sur le marché ou via des contrats court terme.

En 2025, les ventes totales de gaz se sont élevées à 20,1 milliards de m^3 (contre 17,6 milliards de m^3 en 2024, + 14,3 % sur un an) en raison de la baisse des précipitations qui a entraîné une diminution de la production hydroélectrique, compensée par une production thermique plus élevée, de la reprise de l'activité après la tension sur les prix du gaz causée par la guerre en Ukraine en 2022 et 2023. Edison a réalisé des ventes intragroupes à ses distributeurs (Edison Energia et Edison Next) pour 6,3 milliards de m^3 de gaz pour répondre aux besoins de ses clients industriels et résidentiels. La société a également livré 4,8 milliards de m^3 pour les besoins de production thermique en Italie (ce chiffre inclut les besoins des centrales détenues par Edison) et 9 milliards de m^3 sur le marché de gros.

Edison diversifie également son portefeuille avec une part croissante de gaz verts, accompagnant ainsi ses clients dans leur trajectoire de décarbonation. En effet, le Groupe est l'un des principaux acteurs du biométhane en Italie et dispose d'une chaîne de valeur intégrée allant de la production à la vente. Il possède 3 centrales de production de biométhane en fonctionnement, dont l'une est en cours de conversion du biogaz vers le biométhane, avec l'objectif d'atteindre au moins 10 usines d'ici 2030.

En juin 2025, Edison a signé un contrat d'achat de biométhane à long terme avec Verdalia Bioenergy afin de collecter le biométhane produit par les usines de Verdalia. Le biométhane fourni à Edison provient du traitement des effluents d'élevage et des sous-produits agricoles et est destiné au secteur des transports.

Edison a également créé, en Italie, la première chaîne logistique intégrée dédiée à l'approvisionnement, au transport par méthanier, au stockage et à la distribution de GNL à petite échelle afin de réduire les émissions dans les secteurs des transports maritimes et routiers lourds.

Grâce aux accords signés avec le groupe PIR et Knutsen, Edison a mis en service un terminal de 20 000 m^3 à Ravenne et un méthanier utilisé exclusivement par Edison pour transporter le GNL à petite échelle des grands terminaux de regazéification aux installations de stockage côtières. Opérationnelle depuis octobre 2021, cette installation constitue le premier site de stockage de gaz naturel liquéfié sur le territoire continental italien.

En novembre 2025, Edison a effectué la première opération de soutage de GNL de navire à navire dans le port de Trieste, démontrant ainsi sa capacité à mener les efforts de décarbonation également en mer.

Afin d'asseoir son positionnement sur le marché de la mobilité durable, Edison entend implanter une installation de gestion du GNL en petites et moyennes quantités (SSLNG) dans le sud de l'Italie.

Edison met en place, à travers la société IGI Poseidon, une coentreprise détenue à 50/50 avec la société grecque DEPA, un interconnecteur gazier destiné à établir de nouveaux corridors énergétiques et à diversifier les sources d'approvisionnement de l'Italie. IGI Poseidon a développé IGB, un gazoduc de 182 km opérationnel depuis 2022, qui relie la Grèce et la Bulgarie. L'infrastructure a une capacité technique de 3 milliards de m^3 par an, extensible jusqu'à 5 milliards de m^3 par an. Le gazoduc est opéré par ICGB, une société détenue conjointement par IGI Poseidon (50 %) et Bulgarian Energy Holding (50 %).

IGI Poseidon promeut également les projets d'infrastructure suivants dans la région méditerranéenne, qui se trouvent actuellement en phase d'étude de faisabilité :

- Eastmed, une interconnexion entre le marché européen et la Méditerranée orientale qui permettrait d'offrir un accès direct aux ressources gazières, en reliant Israël et Chypre à la Grèce, à l'Italie et au reste de l'Europe. Le projet repose sur une ligne *offshore*/*onshore* de 10 milliards de m^3 par an, une capacité extensible jusqu'à 20 milliards de m^3 par an. Le gazoduc serait également adapté au transport d'hydrogène et le projet est inclus dans la liste des projets d'intérêt commun (PCI) de l'UE ;
- Poseidon, une interconnexion entre la frontière turco-grecque et l'Italie, dont la partie *offshore* constituera la dernière section du gazoduc Eastmed. Elle permet de transporter de 12 à 20 milliards de m^3 par an ;
- H2Poseidon, un gazoduc *offshore* bidirectionnel reliant la Grèce à l'Italie, dédié à 100 % au transport d'hydrogène, affichant une capacité de 9 milliards de m^3 par an. En 2024, H2Poseidon a été inclus dans le schéma décennal de développement du réseau (TYNDP) du réseau européen.

1.4.5.2.3.3 Activités de vente et de commercialisation

Edison est un opérateur intégré tout au long de la chaîne de valeur de l'électricité, avec des activités allant de la production d'électricité à la vente aux clients finals.

En 2025, Edison (hors services d'efficacité énergétique) a vendu 46,8 TWh d'électricité en Italie (contre 37,1 TWh en 2024, soit + 26,2 %), dont 25,3 TWh achetés sur les marchés.

Edison Energia est la société du groupe Edison dédiée à la vente d'électricité et de gaz aux particuliers, aux petites entreprises et aux grands clients industriels. Elle offre également des services à valeur ajoutée adaptés aux besoins des clients, des produits d'efficacité énergétique collectifs pour les copropriétés, ainsi qu'une large gamme de services de réparation, d'installation, de maintenance, de services Wi-Fi dédiés aux clients particuliers et d'assurance pour la protection des installations domestiques.

En 2025, Edison Energia a vendu un volume total d'électricité de 19,3 TWh aux clients finals, en hausse de 25,7 % par rapport à 2024. Les ventes d'électricité se sont élevées à 4,9 TWh pour le B2C et à 14,5 TWh pour le B2B. Edison Energia a également vendu un volume total de gaz de 6,3 milliards de m^3 aux clients finals, en hausse de 8,1 % par rapport à 2024. Les ventes de gaz se sont élevées à 0,6 milliard de m^3 pour le B3 et à 5,7 milliards de m^3 pour le B2B.

En 2025, Edison Energia a atteint plus de 3,2 millions de contrats clients particuliers, PME et industriels et des contrats de service à valeur ajoutée (+ 6,6 % par rapport au 31 décembre 2024), grâce à une croissance organique solide : la société a accéléré sa transformation numérique, élargi son portefeuille de services à valeur ajoutée et signé des partenariats stratégiques afin de soutenir la transition énergétique et l'électrification de la consommation italienne.

En 2024, Edison Energia a lancé la plateforme « Risolve » afin de compléter son offre traditionnelle de fourniture de gaz et d'électricité en proposant des services domestiques allant de l'assistance en cas d'imprévus à l'installation de panneaux photovoltaïques, de pompes à chaleur et de systèmes de chauffage et de climatisation, en passant par des solutions de mobilité électrique, d'assurance et de suivi de la consommation.

En 2025, la plateforme a intégré de nouvelles fonctionnalités, telles que l'assistance à domicile à la demande et le paiement numérique intelligent, des options qui améliorent l'accessibilité, la transparence et la convivialité pour le consommateur et qui contribuent à fidéliser les clients.

Dans le même temps, Edison a continué à déployer sa feuille de route en matière de transformation numérique en ajoutant de nouvelles fonctionnalités à la plateforme « Risolve », en augmentant le nombre d'interactions numériques et en permettant aux clients de suivre leur consommation d'énergie et de gérer eux-mêmes leurs contrats via l'application MyEdison. Edison adopte de plus en plus une approche de

« vente par le service », en tirant parti des canaux virtuels qui combinent des points de contact téléphoniques et numériques afin d'acquérir de nouveaux clients et de maximiser la valeur pour les clients existants.

L'efficacité énergétique et la consolidation des services à valeur ajoutée constituent l'un des piliers stratégiques du Plan marketing d'Edison Energia. En 2025, Edison a lancé une nouvelle offre photovoltaïque, MySun Pro, afin de répondre à la transition du marché d'une dynamique « pull » vers une dynamique « push », après l'arrêt des mesures incitatives gouvernementales. Cette solution innovante comprend l'installation clé en main de systèmes photovoltaïques et de stockage, une offre dédiée avec des tarifs différenciés en fonction de la saison, une couverture d'assurance de cinq ans pour les panneaux photovoltaïques et une « batterie virtuelle » offrant des remises spéciales pendant les heures creuses.

De plus, Edison Energia a entamé des partenariats innovants afin de rendre les solutions d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables plus accessibles aux clients. Le partenariat conclu avec Avvera (Credem Group) a permis de créer Splittypay, une plateforme entièrement numérique de type « Buy Now Pay Later » qui permet aux clients optant pour des solutions d'efficacité énergétique de lisser les paiements dans le temps. Par ailleurs, l'alliance avec BNP Paribas Leasing Solutions permet aux petites et moyennes entreprises (PME) d'accéder à des solutions de leasing et de location de systèmes photovoltaïques et d'infrastructures de recharge. Edison Energia a également conclu un partenariat avec Fabrick afin de développer un portefeuille numérique intégré à l'application MyEdison, marquant ainsi une étape importante vers la numérisation des services à la clientèle.

Pour la commercialisation de ses produits électricité, gaz et services à valeur ajoutée auprès des particuliers et des petites entreprises, Edison a adopté une démarche marketing multicanale centrée sur des approches physiques et digitales et un mix équilibré de canaux « pull » et « push » pour continuer à se développer et à générer de la valeur, en exploitant les synergies et l'excellence opérationnelle. Edison s'appuie sur un réseau de partenaires techniques et d'installateurs présents sur tout le territoire national ainsi que sur des boutiques en propre ou avec des partenaires. Le canal physique, constitué d'environ 2 000 entreprises familiales de petite taille, est une source de nouveaux contrats de fourniture d'électricité et de gaz et un prestataire pertinent pour les services à valeur ajoutée.

En 2025, Edison Energia a encore renforcé sa présence sur le segment B2B, réaffirmant son rôle d'acteur de premier plan sur ce marché. La société fournit, également par le biais de PPA, de l'électricité et du gaz naturel à des entreprises à forte consommation d'énergie dans des secteurs clés (acier, céramique, papier, verre, produits chimiques, gaz industriels, pneumatiques, agroalimentaire), ainsi qu'aux petites, moyennes et grandes entreprises manufacturières (également par le biais de consortiums industriels) et au secteur tertiaire (grande distribution, télécommunications, datacenters, services d'eau, réseaux routiers et ferroviaires, aéroports et hôpitaux), en plus des administrations publiques, également via des appels d'offres publics.

En 2025, la société a élargi son portefeuille clients B2B dans le domaine du gaz et de l'électricité, notamment grâce à l'attribution de six lots dans le cadre de l'appel d'offres Consip 2024, avec une livraison à compter de 2025. Edison Energia a également signé de nouveaux contrats d'achat d'électricité (PPA) à long terme avec des entreprises, notamment avec Prysmian, Data4 et FS Energy, ce qui porte le portefeuille total sous contrats à environ 0,2 TWh par an.

Elle a également encouragé le développement de communautés énergétiques dans les copropriétés afin de promouvoir l'autoconsommation collective et les modes de vie durables en Italie. Par ailleurs, la société est également engagée dans la mobilité durable : elle soutient la mobilité électrique et encourage le passage des carburants traditionnels à des carburants plus durables.

Edison Energia intervient à la fois dans l'installation et l'exploitation de stations-service pour véhicules légers et lourds et dans la fourniture de gaz naturel et de GNL (également sous forme de biométhane et de bio-GNL) aux stations-service, aux entreprises de logistique et de transport ou aux entreprises de transport public.

Edison Energia a signé plusieurs partenariats, notamment avec Horizon Automotive pour promouvoir la location longue durée de véhicules électriques en proposant des bornes de recharge domestiques et des bons permettant d'utiliser les bornes de recharge publiques, avec Nissan pour la fourniture et l'installation de bornes de recharge domestiques par l'intermédiaire de ses concessionnaires et enfin, avec IPlanet pour encourager la mobilité électrique en proposant une recharge 100 % verte et des offres dédiées à travers les applications Edison Plug&Go+ et IPlanet.

Edison Energia est également présente localement à travers ses filiales AMG en Sicile, qui fournit du gaz, de l'électricité et des services à valeur ajoutée aux particuliers, et Gaxa en Sardaigne, dédiée à la vente de propane-air, de gaz naturel et d'électricité.

1.4.5.2.3.4 Activités sur le marché des services énergétiques

Edison gère les services énergétiques et environnementaux aux clients B2B et B2G via Edison Next.

Edison Next est engagée pour accompagner ses clients (industriels, tertiaires, administrations publiques) dans leur transition énergétique, en s'appuyant sur une plateforme unique de services et de solutions innovants. Elle est présente en Italie et en Espagne.

Les principaux services comprennent la conception, l'installation et la gestion d'unités d'autoproduction durables, incluant des centrales de co/trigénération, des centrales photovoltaïques, des centrales thermiques pour la production de chaleur industrielle, des installations de chauffage, ventilation et climatisation, des installations d'air comprimé, des systèmes de distribution de fluides (électricité, gaz, air chaud et réfrigéré, air comprimé, gaz industriels, eau) et des stations de traitement des eaux industrielles. Viennent s'y ajouter des services de conseil, portant notamment sur les audits énergétiques (conformément à la loi) ou encore la gestion des titres environnementaux, des certificats de performance énergétique, des permis énergétiques et des procédures liées aux mesures incitatives, etc. Les solutions de transition énergétiques sont conçues en fonction des besoins des clients, les projets étant développés avec les clients souvent sous la forme de partenariats industriels ou d'accords de performance.

Voici quelques exemples de la manière dont Edison NEXT accompagne les entreprises industrielles dans leur transition énergétique :

- Stellantis est un client majeur d'Edison Next, qu'elle soutient notamment dans la gestion des systèmes électriques, des gaz industriels, de la chaleur et du traitement de l'eau sur ses sites de production en Italie, un contrat important arrivant à échéance en 2028 ;
- Edison Next signe régulièrement des contrats d'achat d'électricité (PPA) pour le développement de centrales photovoltaïques dédiées, contribuant ainsi à la durabilité de la production industrielle. En 2025, Edison Next a signé un PPA avec plusieurs clients, IGD (tertiaire), Acciaierie Venete et Agugiaro & Figna (clients industriels).

Les centrales photovoltaïques sont passées d'une capacité de 95,3 MW en 2024 à une capacité de 138,3 MW fin 2025 (+ 45,1 %).

Edison Next propose également aux municipalités, territoires et organismes publics une gamme complète de solutions pour accompagner leur décarbonation allant de l'éclairage public et des services énergétiques des bâtiments et infrastructures (hôpitaux, écoles, etc.) à la régénération urbaine.

Les partenariats conclus avec la municipalité de L'Aquila, Rosignano Marittimo, Marino and Sermoneta, destinés à améliorer les systèmes d'éclairage public et à moderniser les bâtiments municipaux, en sont des exemples et devraient permettre de réaliser des économies d'énergie et de réduire les émissions de CO_2. Edison Next met également en service des centrales de trigénération, comme celle installée à l'hôpital Policlinico de Palerme, ce qui permet d'améliorer l'autonomie énergétique et de réduire les émissions de CO_2 d'environ 960 tonnes par an.

Aujourd'hui, Edison Next accompagne plus de 330 municipalités et gère environ 1,3 million de points d'éclairage public en Italie et en Espagne.

Dans le cadre de son engagement à accompagner les collectivités locales vers la décarbonation, Edison Next intervient également dans le développement de réseaux de chauffage urbain alimentés par des

énergies renouvelables. En 2025, Edison Next a mis en service de nouveaux réseaux de chauffage urbain à Rivoli, Romano di Lombardia et Borgo San Dalmazzo. Ces nouvelles installations permettront de réduire les émissions de CO_2 de plus de 30 % par an. La chaleur distribuée par les réseaux de chauffage urbain a augmenté de 8,3 %, atteignant 88,9 GWh par rapport à l'année précédente.

Par ailleurs, Edison Next contribue à la mobilité durable (*e-mobility*, hydrogène) en aidant les entreprises et les municipalités à mettre en place des solutions intégrées (par exemple, la production d'hydrogène, les stations-service à hydrogène, les bornes de recharge *e-mobility*) :

- la société a installé 117 points de charge pour véhicules électriques sur trois sites opérationnels de DHL Express, encourageant ainsi le recours à des solutions de mobilité électrique durables et personnalisées pour les activités logistiques ;
- en outre, elle s'est associée à ABB E-Mobility pour installer des bornes de recharge C50, entièrement alimentées par des énergies renouvelables, dans le centre commercial Il Castagno Brand Village.

S'agissant d'Edison Next en Pologne (Edison Next Poland et Edison Next Services Poland), Edison Next a cédé 100 % de ses actions à Dalkia le 15 décembre 2025.

1.4.5.2.3.5 Activités régulées - Stockage de gaz

En mars 2025, Edison a vendu 100 % d'Edison Stoccaggio au groupe italien Snam.

1.4.5.3 Belgique

La zone du Benelux comprend des interfaces avec la plaque électrique franco-allemande et la Grande-Bretagne. Le Benelux constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit, comme le hub de Zeebrugge et le terminal méthanier de Dunkerque à proximité. Luminus joue un rôle clé au sein du groupe EDF, contribuant à son positionnement européen grâce à son fort ancrage local, son expertise énergétique et son engagement en faveur de la transition électrique. Le plan stratégique, *Electrify 2030*, développé par Luminus et aligné avec les ambitions portées par le Groupe EDF, vise à produire plus d'électricité avec un parc diversifié et flexible, fournir de l'énergie de manière intelligente et digitale, proposer des solutions pour électrifier les usages et réduire les émissions de CO_2, et transformer les défis de la flexibilité en opportunités.

EDF Belgium

Dans le cadre d'accords de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 %, en copropriété indivise, de la centrale nucléaire de Tihange 1 via EDF Belgium (détenue à 100 %). La capacité revenant à EDF représentait 481 MW. L'exploitation de la centrale de Tihange 1 a cessé le 1er octobre 2025.

Luminus

À fin 2025, le groupe EDF détient 68,63 % de la société Luminus au travers de sa filiale EDF Belgium. Luminus est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. Il détient un portefeuille amont/aval équilibré. L'entreprise, dont la part de marché dans la fourniture de gaz et d'électricité est de 24 %, dispose de près de 10 % de la capacité de production belge avec 2 162 MW installés fin 2025. La production d'électricité de Luminus à fin 2025 s'élève à 3,6 TWh contre 4,3 TWh à fin 2024. La société emploie plus de 2 800 collaborateurs.

Luminus a l'ambition de développer un mix de production diversifié et flexible, en étendant son parc éolien, en optimisant son parc de production thermique, et en le complétant avec des parcs de batteries à grande échelle (BESS) [1], tout en poursuivant sa démarche de réduction des coûts. Sa stratégie vise également à déployer ses services énergétiques afin d'apporter à ses clients résidentiels et industriels des solutions innovantes et durables.

Luminus est propriétaire de 10,2 % (soit 419 MW) des centrales nucléaires belges de Tihange 2 et 3 (mises en service respectivement en 1983 et 1985) et de Doel 3 et 4 (mises en service respectivement en 1982 et 1985) qui ont une durée de vie de 40 ans. La centrale nucléaire de Doel 3 est à l'arrêt définitif depuis le 23 septembre 2022, celle de Tihange 2 est à l'arrêt définitif depuis le 31 janvier 2023. Fin 2023, Engie et l'État belge ont signé un accord en vue de prolonger de 10 ans de l'exploitation des réacteurs Doel 4 et Tihange 3 jusqu'à 2035.

Par ailleurs, Luminus bénéficie d'un contrat d'allocation de production à hauteur de 100 MW adossé aux deux tranches de la centrale de Chooz B.

Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycle combiné et cycles ouverts) pour une capacité installée de 1 050 MW. En avril 2022, le gouvernement fédéral belge a sélectionné le projet de nouvelle centrale CCG (cycle combiné gaz) à Seraing dans le cadre du CRM (Capacity Remuneration Mechanism). Il porte sur la construction d'une centrale électrique de type turbine-gaz-vapeur (TGV) d'une puissance totale d'environ 870 MW. Cette nouvelle unité de production se situe à côté de la centrale existante en cycle ouvert dans le parc d'activité du Val à Seraing. Les travaux de cette nouvelle centrale ont démarré à l'automne 2022. La date de mise en service de la nouvelle unité est communiquée au marché via le système européen de régulation REMIT. La centrale historique a été convertie en cycle ouvert (310 MW) et mise en service au printemps 2025, afin de pallier la variabilité des énergies renouvelables, comme les autres cycles ouverts de Luminus.

Luminus est par ailleurs très actif dans les énergies renouvelables et leader belge de l'éolien *onshore* et de l'hydroélectricité au fil de l'eau. La société exploite 7 centrales hydroélectriques. En octobre 2025, Luminus inaugurait sa 300e éolienne terrestre. Celles-ci sont réparties en Wallonie et en Flandre pour une puissance installée de 807 MW.

Luminus fournit de l'électricité et du gaz et compte 2,3 millions de points de livraison en Belgique, ce qui représente une part de marché de 24 % et place l'entreprise en 2e position en Belgique. Luminus augmente sa part de marché via une approche multi-marque : en plus de la marque principale Luminus, la société a développé une marque verte Bolt, une marque 100 % digitale, Energie.be, et a lancé la marque Energiek aux Pays-Bas.

Sur le segment des services énergétiques aux clients résidentiels, la société est active via ses filiales. Luminus propose des services d'entretien de chaudières, des installations photovoltaïques ainsi que des services « Assistance Habitation » en cas de dommages domestiques imprévus.

Pour ses clients industriels, Luminus propose, avec ses filiales, des solutions intégrées complètes en électricité et chauffage. Sa filiale Luminus Solutions (codétenue à 51 % par Luminus et à 49 % par Dalkia) fournit des services d'efficacité énergétique aux bâtiments administratifs, hôpitaux, écoles, salles de sport, piscines et complexes d'appartements et est le leader belge des contrats de performance énergétique (CPE).

Luminus Cities (ex-Citelum Belgique) a terminé les travaux de rénovation LED de l'éclairage du réseau (auto)routier wallon entamés en 2019. Le contrat PPP (partenariat public-privé) de 20 ans de conception, modernisation, financement, gestion et maintenance portant sur 100 000 points lumineux a été attribué en 2019 au consortium LuWa (composé de Luminus, CFE et DIF). Cela permet de réaliser 76 % d'économies d'énergie (- 166 000 tonnes d'émissions de CO_2 sur la période 2020 à 2040).

1.4.5.4 Autre international

1.4.5.4.1 Les activités internationales d'EDF power solutions

1.4.5.4.1.1 Europe (hors France et Luminus), Proche-Orient, Moyen-Orient et Asie centrale

EDF power solutions est historiquement très présent sur la zone Europe, notamment au Royaume-Uni. Au cours des dernières années, le Moyen-Orient a également été une zone de fort développement. Enfin, EDF power solutions poursuit les développements initiés en Asie centrale.

Au 31 décembre 2025, la puissance totale installée dans la zone Europe, Proche et Moyen-Orient et Asie centrale (hors France et Luminus) était de 8 240 MW bruts ou 3 044 MW nets. Sur ce périmètre, la production nette sur l'année 2025 a été de 7,8 TWh.

(1) En mars 2025, Luminus a débuté la construction d'un parc de batteries à grande échelle de 150 MW à Navagne, en Wallonie. Sa mise en service est prévue courant 2026 (communiquée au marché via le système européen de régulation REMIT).

Europe (hors France et Belgique) et Proche-Orient

EDF power solutions est présent en Allemagne, Belgique, Grèce, Irlande, Israël, Pologne, au Danemark et Royaume-Uni.

En Allemagne, EDF power solutions exploite 169 MW d'éolien terrestre et a remporté fin 2025 un appel d'offres pour 250 MW de batteries en soutien au réseau.

Au Danemark, EDF power solutions est actif dans l'éclairage public (130 000 points lumineux) et les bornes de recharge pour véhicules électriques (1 500 bornes).

En Grèce, EDF power solutions a une position forte dans l'éolien terrestre et le solaire, avec 474 MW en exploitation.

En Israël, EDF power solutions est le principal développeur étranger dans le solaire et est également actif dans l'éolien terrestre et dans les batteries, avec 730 MW en exploitation.

La Pologne a lancé sa transition énergétique : EDF power solutions y possède 68 MW d'éolien terrestre en exploitation et y construit 50 MW de batteries.

Au Royaume-Uni et Irlande, le Groupe EDF développe des activités de production renouvelable et de la flexibilité à travers EDF power solutions UK and Ireland, une co-entreprise entre EDF power solutions et EDF Energy. Le marché britannique est très mature pour les renouvelables et les moyens de flexibilité : EDF power solutions a développé une position solide avec 1 735 MW bruts ou 630 MW nets d'actifs en exploitation, en étant l'un des premiers acteurs dans l'éolien terrestre et le stockage par batteries, pour lesquelles il s'appuie sur les capacités d'optimisation de Powershift (EDF Energy). À noter également la mise en service en 2025 au Royaume-Uni du projet éolien en mer de Neart na Gaoithe, d'une puissance de 450 MW.

Moyen-Orient

EDF power solutions est implanté au Moyen-Orient avec des équipes majoritairement aux Émirats arabes unis (rôle de hub avec pilotage des activités de la région) et détient des actifs aux Émirats arabes unis, en Arabie saoudite et à Oman. Au 31 décembre 2025, la puissance totale installée d'EDF power solutions dans cette région s'élève à 4 710 MW bruts ou 1 241 MW nets.

Aux Émirats arabes unis, EDF power solutions compte environ 3 200 MW brutes de capacités solaires installées et près de 2 000 MW en construction. L'entreprise est également active dans le transport d'électricité, notamment via le projet actuellement en construction Adopt, un système de transport sous-marin de courant continu haute tension (HVDC-VSC).

En Arabie saoudite, EDF power solutions continue de développer un portefeuille de projets renouvelables, avec 814 MW d'actifs solaire et éolien terrestre en exploitation et près de 3 000 MW de capacités solaires en construction. EDF power solutions construit également deux centrales électriques à cycle combiné gaz (CCG) de nouvelle génération, Taiba 2 et Qassim 2 d'une capacité de 1 800 MW chacune. En partenariat avec Masdar, Korea East-West Power et Suez, EDF power solutions construit et exploitera le système énergétique *offgrid* de la ville nouvelle d'Amaala, associant une centrale solaire de 250 MW, des batteries pour 770 MWh, un réseau électrique et une usine de dessalement.

EDF power solutions est aussi présent auprès de clients commerciaux et industriels (C&I) aux Émirats arabes unis et en Arabie saoudite via Emerge qui développe un portefeuille de projets d'environ 500 MW, avec des activités couvrant en outre l'efficacité énergétique et l'éclairage public basse consommation.

À Oman, EDF power solutions a mis en service son premier projet en 2025, en inaugurant la centrale solaire de Manah (630 MW).

Asie centrale

EDF power solutions est présent en Ouzbékistan où elle construit avec ses partenaires deux centrales à cycle combiné gaz d'une puissance de 1 600 MW chacune. Ces solutions flexibles contribuent au programme de transition énergétique de l'Ouzbékistan.

1.4.5.4.1.2 Amérique du Nord

Les marchés nord-américains (Canada, États-Unis et Mexique) connaissent une croissance soutenue de la demande en électricité. EDF power solutions figure parmi les leaders européens sur le marché avec 8 088 MW bruts ou 5 875 MW nets en exploitation, dans l'éolien terrestre, le solaire et les batteries. La production nette sur ces marchés sur l'année 2025 a été de 14,5 TWh.

Aux États-Unis, à la suite d'évolutions réglementaires et politiques mises en place par l'administration américaine les projets éoliens *offshore* ont été mis à l'arrêt et les efforts de développement se concentrent actuellement sur les projets solaires, éoliens terrestres et stockages qui bénéficient encore des anciens crédits d'impôt. Parmi les derniers faits marquants, nous pouvons citer aux États-Unis la mise en service du projet solaire de Fox Squirrel et des projets hybrides de Desert Quartzite (300 MWc solaire combiné à 150 MW de batterie) et Milagro (150 MWc combiné à 75 MW de batterie). Au Canada, les efforts de développement se concentrent sur les projets éoliens terrestres de grande échelle, en partenariat avec les communautés autochtones.

1.4.5.4.1.3 Amérique latine

EDF power solutions consolide ses opérations sur les Andes (Chili, Pérou, Colombie) avec un portefeuille de 1 496 MW bruts ou 756 MW nets de capacités installées (solaire, éolien, gaz, biomasse, batteries et hydraulique) et 618 MW de capacités hybrides (solaire et batteries) en construction. En Colombie, EDF power solutions a mis en service en 2025 la centrale biomasse de Villanueva (28 MW).

Au Brésil, EDF power solutions exploite 2 713 MW de capacités, principalement gaz, hydraulique, éolien et solaire. Le PPA du cycle combiné gaz de Norte Fluminense est arrivé à échéance en décembre 2024 ; EDF a signé en décembre 2025 la cession de sa participation et le *closing* financier est intervenu le 13 mars 2026 [1]. Des investissements dans les réseaux de transport et les batteries sont motivés par les congestions persistantes et les besoins croissants de flexibilité pour soutenir l'intégration des énergies renouvelables. En 2025, EDF power solutions a mis en service dans l'État de Bahia le parc éolien de Serra das Almas, composé de 58 éoliennes et d'une puissance totale de 261 MW. Actuellement, EDF power solutions construit 143 MW de capacités supplémentaires au Brésil.

Sur l'ensemble de l'Amérique latine, la production nette d'électricité d'EDF power solutions en 2025 a été de 5,3 TWh.

1.4.5.4.1.4 Afrique

Le continent africain fait face à des besoins de capacité de production électrique additionnelle importants, soutenus par le développement économique du continent, la croissance démographique et les besoins d'électrification des populations. EDF power solutions s'y développe avec une gamme de technologies renouvelables (hydraulique, éolien, solaire, batteries et biomasse) adaptée aux enjeux des pays ciblés, en bâtissant des partenariats solides (avec les institutions financières internationales notamment). En 2025, la puissance totale installée d'EDF power solutions dans la zone a doublé par rapport à 2024, pour atteindre 1 078 MW bruts. La production nette d'électricité d'EDF power solutions en 2025 sur le continent a été de 1,8 TWh.

En Afrique du Sud, EDF power solutions exploite 293 MW bruts ou 147 MW nets d'actifs éoliens, solaires et de stockage. En 2023, EDF power solutions a créé une joint-venture 50/50 avec un partenaire (Envusa Energy) afin de développer des projets renouvelables et vendre l'électricité à des grands consommateurs du secteur privé.

En Côte d'Ivoire, la centrale biomasse de Biovéa (46 MW), dont la mise en service est prévue en 2026, produira de l'électricité à partir de ressources locales favorisant une économie circulaire.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 mars 2026 « Le groupe EDF cède la centrale à cycle combiné gaz de Norte Fluminense au Brésil ».

En Égypte, EDF power solutions exploite 168 MW bruts ou 82 MW nets d'actifs solaires via sa participation dans la société KarmSolar, et participe au développement d'un projet solaire de 1 000 MW associé à 200 MW de batteries.

Au Maroc, EDF power solutions exploite désormais 190 MW d'éolien terrestre et a notamment finalisé le premier *repowering* du continent africain pour son parc éolien de Koudia. EDF power solutions accompagne aussi les industriels marocains dans leur transition énergétique avec des offres d'autoconsommations solaires.

Dans le cadre de Partenariats Public Privé associant les gouvernements concernés et des partenaires internationaux (dont le Groupe Banque Mondiale), EDF power solutions développe, construit et exploite également des projets hydroélectriques en Afrique. Au Cameroun, la centrale hydroélectrique de Nachtigal (420 MW) a été mise en service en 2025 et permet d'augmenter d'un tiers la capacité de production électrique du pays. Le projet est exploité par la société NHPC (Nachtigal Hydro Power Company). Reproduisant un schéma contractuel similaire avec des partenaires publics et privés de premier plan, EDF power solutions poursuit le développement de projets hydroélectriques au Malawi (350 MW), au Mozambique (1 500 MW), à Madagascar (120 MW) ainsi qu'un second projet au Cameroun (500 MW).

Enfin, EDF power solutions contribue au défi de l'électrification du continent (600 millions d'habitants n'ont pas accès à l'électricité), au travers de ses activités de vente de Solar Homes Systems et de pompes solaires. Plus d'un million de personnes bénéficient aujourd'hui de ces solutions EDF.

1.4.5.4.1.5 Asie-Pacifique

La zone Asie-Pacifique comprend plusieurs marchés très porteurs pour les énergies renouvelables, les solutions bas carbone et de flexibilité, notamment en Inde, en Chine, en Australie et au Vietnam. Au 31 décembre 2025, la puissance totale installée d'EDF power solutions dans la zone est de 4 302 MW bruts ou 2 454 MW nets, et la production nette d'électricité sur l'année a été de 8,1 TWh.

En Inde, EDF power solutions développe principalement des projets solaires et des projets éoliens terrestres, pour une puissance de production installée totale proche de 1 600 MW. En 2025, EDF power solutions a créé BGPL, une joint-venture dédiée aux projets d'infrastructure de comptage avancé (AMI), renforçant ainsi l'engagement d'EDF envers le secteur électrique indien et améliorant la qualité et la fiabilité de l'approvisionnement en électricité grâce aux compteurs communicants.

En Chine, la puissance installée d'EDF power solutions représente environ 1 500 MW brut, avec de l'éolien terrestre, de l'éolien en mer et du solaire. Au Laos, EDF power solutions exploite la centrale hydroélectrique de Nam Theun 2, d'une puissance de 1 080 MW, via sa filiale Nam Theun 2 Power Company (NTPC). Au Vietnam, la filiale Mekong Energy Company Ltd (MECO) a transféré à l'État vietnamien le cycle combiné gaz Phu My 2.2 d'une capacité de 715 MW en février 2025 (comme prévu en fin de période du BOT = Build Operate Transfer). EDF power solutions via la société SkyX Solar exploite dans ce pays des projets solaires en toiture d'une puissance cumulée en exploitation ou en construction d'environ 100 MWc. EDF power solutions se développe en outre au Japon et en Australie avec entre autres des projets de batteries et de STEP.

Enfin, EDF power solutions étudie le développement de projets de parcs éoliens en mer sur la zone.

1.4.5.4.2 Activités d'EDF en Chine

Présent depuis 41 ans en Chine, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité et les services énergétiques. Il dispose d'environ 2,6 GW de capacités installées nettes [1] notamment à travers des participations dans la centrale EPR de Taishan, des fermes éoliennes en mer de Dongtai IV et V, des centrales thermiques au charbon et de l'exploitation de réseaux de chaud et de froid.

La part de l'électricité brute sans CO_2 dans les actifs détenus par EDF en Chine est de 55 % en 2025.

Le Groupe développe des partenariats avec l'ensemble des grands électriciens chinois sur tous les champs de compétences du Groupe.

Concernant les risques auxquels le Groupe est exposé, voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles ».

Accords de partenariat

EDF développe des coopérations avec les acteurs clés de l'électricité et en fait bénéficier les métiers du Groupe.

L'accord de partenariat global entre EDF et CGN, initié en 2007 et renouvelé en 2023, couvre les domaines de l'exploitation et maintenance, l'ingénierie, la chaîne industrielle et la Recherche & Développement. EDF apporte également une assistance au groupe CGN pour l'exploitation de l'ensemble de son parc nucléaire.

Le Groupe a conclu en 2010 un accord-cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC), renouvelé tous les 5 ans. Les thèmes de collaboration actuels sont orientés vers les méthodes de construction de nouvelles centrales.

EDF préside également l'association Partenariat France Chine Électricité (PFCE). Elle a vocation à faire vivre la relation historique entre les filières française et chinoise et dynamiser les échanges, au bénéfice de l'accès au marché chinois pour les fournisseurs français et du partage des innovations technologiques liées aux évolutions des systèmes électriques.

Production d'électricité nucléaire

Production des EPR de Taishan

EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. Cette société a pour objet de financer, construire et exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR (1 750 MW chacun) à Taishan dans la province du Guangdong. Par cette opération, le Groupe représente le premier investisseur étranger dans la production nucléaire chinoise. La mise en service commerciale de la tranche 1 a eu lieu le 13 décembre 2018, celle de la tranche 2 le 7 septembre 2019.

En 2025, la production des deux réacteurs EPR de Taishan s'est élevée à 22 TWh. Le réacteur n° 1 a fait l'objet d'un arrêt programmé au printemps 2025 et a démarré son 4e cycle en juillet 2025. Le réacteur n° 2 a également fait l'objet d'un arrêt et est arrivé au terme de son 4e cycle de fonctionnement mi-décembre 2025. Les deux tranches fonctionnent de manière stabilisée et en toute sûreté.

Conditions tarifaires applicables aux centrales nucléaires

Le 20 mars 2019, la NDRC (National Development and Reform Commission) avait fixé un tarif temporaire à 435 RMB/MWh jusqu'à fin 2021. Il a été prolongé le 22 décembre 2021 dans l'attente de la publication du nouveau mécanisme tarifaire. Fin 2025, il n'y a pas eu d'autres publications par les autorités.

Risques relatifs aux EPR Taishan

Les accords de financement contiennent des dispositions visant à sécuriser le remboursement des dettes financières de la joint-venture. Dans certaines situations, ces dispositions sont susceptibles de limiter temporairement le versement des dividendes. Si la société devait ne pas générer un résultat net positif cumulé ou un niveau de cash-flow suffisants, le montant des dividendes attendus par EDF serait revu à la baisse, ce qui pourrait entraîner la nécessité d'une dépréciation de l'actif.

Énergies renouvelables

En Chine, la puissance installée d'EDF power solutions représente environ 1 500 MW bruts, avec de l'éolien terrestre, de l'éolien en mer et du solaire.

Services énergétiques

EDF opère au travers de joint-ventures le design, la construction et l'exploitation de réseaux de chaleur et de froid.

(1) Donnée proportionnelle à la participation d'EDF.

Production d'électricité thermique charbon

Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC)

Le groupe EDF détient 35 % de Datang Sanmenxia Power Generation Company Ltd. (DSPC), société propriétaire de la centrale de Sanmenxia 2 de technologie dite « charbon supercritique » dans la province du Henan. Elle a été mise en service en 2007 pour une capacité installée de 2 × 630 MW.

Fuzhou Power Generation Company (FZPC)

Le groupe EDF détient 49 % de Fuzhou Power Generation Company (FZPC), joint-venture avec le groupe Datang, propriétaire de la centrale dite « ultra-supercritique » d'une capacité de 2 × 1 000 MW dans la province du Jiangxi.

1.4.6 Services énergétiques et autres activités

Dans un contexte réglementaire et sociétal qui place la lutte contre le réchauffement climatique au premier plan, et en cohérence avec sa raison d'être, le groupe EDF a l'ambition de se développer de manière significative dans les services énergétiques afin d'apporter des solutions performantes, innovantes et durables à ses clients.

Ces services répondent aux enjeux exprimés par les collectivités locales, les entreprises et les clients particuliers dans des domaines très variés : production d'énergie décentralisée, réseaux de chaleur bas carbone, hydrogène vert, éclairage intelligent, mobilité électrique, gestion intelligente des bâtiments, conseils en économie d'énergie et efficacité énergétique. La palette des solutions proposées par le Groupe est innovante et répond aux nouveaux enjeux des clients : diminution des émissions carbone et gains en performance énergétique.

1.4.6.1 Les services énergétiques

Les services proposés reposent sur l'expertise présente au sein du Groupe, en particulier à la R&D, et sont portés par plusieurs filiales et directions.

1.4.6.1.1 Dalkia

Dalkia est une filiale à 99,94 % du groupe EDF depuis juillet 2014. Acteur de premier plan sur le marché des services énergétiques, Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'une forte présence commerciale en France et se développe à l'international dans quatre zones géographiques (Grande-Bretagne, États-Unis, Pologne et Moyen-Orient).

Dalkia met son expertise au service de ses clients pour développer, réaliser et gérer des systèmes d'énergies plus écologiques et plus économiques. Grâce à son expérience acquise depuis près de 90 ans en matière de gestion des réseaux de chauffage et de froid, d'optimisation des utilités industrielles, d'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou de valorisation des énergies locales et renouvelables, Dalkia propose à ses clients des solutions sur mesure pour les accompagner dans leur transition énergétique. Elles visent à réduire leurs consommations d'énergie.

Dalkia (y compris ses filiales) gère plus de 340 réseaux de chaleur et de froid et plus de 93 000 installations énergétiques en France et à l'international.

Dalkia a permis à ses clients d'éviter l'émission de 4,7 millions de tonnes de CO_2e en 2025 [(1)].

Dalkia et le développement des énergies renouvelables et bas carbone

Le premier métier de Dalkia est la valorisation des énergies locales dans les réseaux de chaleur et de froid ou dans les processus industriels. Dalkia utilise les sources d'énergie qui existent sur le territoire pour proposer des solutions énergétiques durables à ses clients, entreprises et collectivités :

- Dalkia met le développement des énergies renouvelables au cœur de ses priorités à travers notamment le recours aux énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) telles que le bois-énergie, la géothermie, la thalassothermie, les énergies de récupération comme la chaleur fatale industrielle, etc. ;
- Dalkia favorise la production d'énergie issue de la valorisation des déchets dans une logique d'économie circulaire, ce qui limite le recours aux énergies fossiles et contribue à l'atteinte des objectifs de décarbonation de ses clients ;
- Dalkia fait aussi la promotion des solutions bas carbone non fossiles telles que des pompes à chaleur, y compris haute température pour l'industrie.

Les réseaux de chaleur urbains sont une des concrétisations majeures de ce développement des énergies bas carbone, avec des réseaux plus denses et plus décarbonés. Dalkia a notamment renouvelé en 2025 le contrat de gestion du réseau de chaleur et de froid de la Métropole lilloise qui deviendra le 3e plus grand réseau de chaleur en France. Ce réseau sera alimenté par la récupération de chaleur issue de plusieurs sites industriels, de chaleur issue d'incinérateurs de déchets ou de stations d'épuration et de chaleur issue d'une chaufferie biomasse. Dalkia développera également le réseau de chaleur et de froid d'Avignon et celui de Saint-Nazaire avec des taux d'énergies renouvelables et de récupération supérieurs à 90 % du mix énergétique.

Dalkia et l'électrification des usages

L'électrification des usages est un levier majeur pour lutter contre le changement climatique :

- Dalkia met au point, commercialise et met en œuvre des solutions électriques pour décarboner l'industrie grâce à une gamme étendue de pompes à chaleur (PAC) permettant de produire de la chaleur ou de la vapeur aux températures nécessaires aux processus industriels ; grâce aussi à des chaudières électriques, parfois associées à des compresseurs mécaniques de vapeur. Dalkia accompagne aussi ses clients industriels dans la décarbonation des procédés eux-mêmes avec des études et des travaux ;
- le chauffage des bâtiments fait aussi l'objet d'une électrification pour remplacer les énergies fossiles (fioul, gaz) par des PAC parfois associées à des géothermies dites « de surface ». Les bâtiments tertiaires ou les logements sont concernés, à l'occasion par exemple, de travaux de rénovations énergétiques.

Dalkia et les économies d'énergie

Le deuxième métier de Dalkia concerne les « économies d'énergie », notamment au travers des contrats de performance énergétique :

- Dalkia développe l'efficacité énergétique avec des bâtiments connectés qui consomment moins, et réalise des travaux de rénovation énergétique afin de les rendre plus performants ;
- Dalkia optimise aussi les consommations de ses clients grâce au traitement de leurs données par les *Dalkia Energy Savings Centers*, les centres de pilotage de la performance énergétique qui allient intelligence numérique et humaine ;
- Dalkia développe des contrats de performance énergétique qui associent notamment actions d'efficacité énergétique, chaleur renouvelable, pompes à chaleur et photovoltaïque et intègrent des solutions numériques permettant de piloter des écosystèmes multi-énergies.

(1) Méthode de calculs de la Fedene - Fédération professionnelle des entreprises de services pour l'énergie et l'environnement.

Principales filiales de Dalkia en France à fin 2025

Dalkia Froid Solutions

Dalkia Froid Solutions, filiale de près de 1 500 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, est un spécialiste du froid industriel et commercial et du génie climatique. Sa vocation est de fournir à ses clients les bonnes températures de « froid » en optimisant la consommation d'énergie et en préservant l'environnement grâce à la maîtrise du processus complet : conseil, conception, installation et maintenance.

Dalkia Air Solutions

Dalkia Air Solutions, filiale de près de 120 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, propose une offre complète d'audit, de conception, d'installation et de maintenance de centrales d'air comprimé, d'azote et d'air respirable à destination de tous les secteurs industriels. L'air comprimé est un fluide énergétique à fort contenu électrique qui présente un potentiel d'économies d'énergie.

Dalkia EN

Dalkia EN (Expertise Nucléaire), filiale détenue à 100 % par Dalkia, est dédiée à l'environnement nucléaire. L'entité compte près de 900 salariés autour de deux activités :

- la maintenance des moyens de production d'électricité de secours, des systèmes de production de froid et de ventilation des centrales nucléaires ;
- le pilotage des prestataires et de la maintenance des bâtiments des centrales nucléaires et thermiques.

Dalkia Electrotechnics Holding

Dalkia Electrotechnics Holding, filiale de près de 1 300 salariés, détenue à 100 % par Dalkia, détient elle-même trois filiales exerçant dans le génie électrique :

- Dalkia Electrotechnics IG qui a vocation à servir essentiellement les filiales du groupe EDF sur les métiers de la HTB (haute tension B), HTA (haute tension A), des transformateurs HTA et des machines tournantes ;
- Dalkia Electrotechnics Fab qui porte les activités de fabrication et de location de postes HTA (sous enveloppe béton et sous enveloppe métallique) ;
- Dalkia Electrotechnics qui exerce les activités « services & travaux » (postes HTA, boucles HTA, distribution BT (basse tension), automatismes, mobilité électrique, moteurs, éclairage public, signalisation lumineuse tricolore, vidéo protection) à destination des clients privés et des clients publics.

CRAM

CRAM, filiale détenue à 100 % par Dalkia, est implantée principalement dans le Nord-Ouest de la France (Normandie, Picardie et Île-de-France). Elle intervient, propose et réalise des projets dans le domaine de l'exploitation-maintenance, de la gestion et de la réalisation d'installations thermiques et climatiques. L'entreprise compte près de 760 collaborateurs et gère près de 7 400 installations.

Principales filiales de Dalkia à l'international

Dalkia Polska, Dalkia Polska Solutions et Dalkia Polska Energia (Pologne)

- Dalkia Polska propose une gamme complète de services énergétiques, allant de la gestion et optimisation des réseaux de chaleur et de froid à l'utilisation des ressources énergétiques locales, ainsi que les services d'efficacité énergétique des bâtiments et des installations industrielles. Avec l'acquisition de 100 % des parts d'Edison Next Poland en Pologne, Dalkia renforce sa position dans ce pays, 2e marché stratégique hors France.
- Dalkia Polska Solutions conçoit, réalise et maintient des installations techniques (ventilation, chauffage, climatisation, protection incendie, etc.) pour les bâtiments commerciaux et les sites industriels. Elle propose également des solutions innovantes pour le pilotage de la performance énergétique des bâtiments.
- Dalkia Polska Energia est une société essentiellement spécialisée dans la production et la distribution de chaleur dans la région de Katowice en Haute-Silésie. Elle a une expertise reconnue dans la valorisation énergétique du gaz de mine en substitution au charbon pour alimenter les réseaux de chaleur et les installations de distribution électrique.

Dalkia UK (Royaume-Uni)

Dalkia Group Limited est une société codétenue par Dalkia et EDF Energy, et spécialisée dans les grands travaux de génie climatique et électrique, la maintenance technique d'installations, l'intégration de systèmes d'acquisition et de contrôle de données. Dalkia Group Limited fournit ses services dans les secteurs du bâtiment, de l'industrie, du tertiaire et des clients publics et compte près de 5 250 collaborateurs.

Dalkia Energy Solutions (États-Unis)

Dalkia Energy Solutions, basée dans le Massachusetts, offre aux entreprises et aux industriels une approche globale de conseil, d'assistance à la maîtrise d'ouvrage et de réalisation de travaux d'efficacité énergétique, y compris des solutions d'éclairage public. La société US Chiller acquise en 2022 opère dans l'exploitation et la maintenance de centrales de froid.

Dalkia Middle East (Moyen-Orient)

Dalkia Middle East (holding française) compte près de 400 personnes au Moyen-Orient et détient 100 % des titres des sociétés :

- Dalkia Middle East Energy Company Limited (Arabie saoudite), active dans le domaine des centrales et réseaux de froid, des contrats de performance énergétique et de la maintenance multitechnique ;
- Dalkia a ouvert en Arabie saoudite début 2021 sa première société dans la zone. Elle y est très active avec un contrat de 10 ans pour exploiter la centrale de froid du nouveau quartier de Riyadh MISK City, Dalkia y a installé son DESC (Dalkia Energy Savings Center), le premier à être ouvert hors de France, et a signé plusieurs contrats d'efficacité énergétique et solaire PV. Dalkia a d'ailleurs reçu en 2024 et 2025 à Riyadh le prix de la meilleure compagnie O&M au Moyen-Orient pour les systèmes de production de froid ;
- Dalkia US Chiller Services (Dubaï) et Dalkia US Chiller Services WLL (Qatar), sociétés spécialisées dans l'exploitation, la maintenance et la réalisation de travaux et de réparations sur refroidisseurs et équipements CVC (chauffage, ventilation et climatisation).

1.4.6.1.2 EDF Pulse Holding

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse

La Direction de l'Innovation et des Programmes Pulse (DIPP) du groupe EDF a en charge 3 missions principales :

- définir et accélérer le portefeuille stratégique d'innovations prioritaires au périmètre du groupe EDF [1]. Ce portefeuille est établi en étroite collaboration avec les métiers du groupe EDF, la R&D et la Direction de la stratégie Groupe ;
- déployer une culture de l'innovation dans le Groupe et accompagner les métiers pour concrétiser les innovations grâce à une approche pluridisciplinaire, regroupant une diversité d'expertises, d'outils et de méthodes. L'appui aux métiers du Groupe inclut également la contribution à l'élaboration des feuilles de route innovation et à la définition des indicateurs de valorisation de l'innovation ;
- accompagner les entités d'EDF avec de nouveaux produits et services créant de la valeur et améliorant la performance du Groupe à travers les 3 programmes suivants :
  - le programme EDF Pulse Incubation, pour développer les projets d'intrapreneuriat,
  - le programme EDF Pulse Ventures, pour investir dans des start-up et dans des fonds dédiés à l'innovation,
  - le programme EDF Pulse Pilot, pour financer des démonstrateurs industriels, basés sur des technologies prometteuses pour le Groupe.

(1) Hors Enedis et RTE.

Les participations dans des start-up, des projets pilotes et des fonds d'investissement sont portées par le véhicule dédié EDF Pulse Holding, détenu à 100 % par EDF. Le développement du portefeuille d'EDF Pulse Holding est directement lié aux activités des programmes EDF Pulse Pilot, EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures (ces 2 derniers sont détaillés ci-après).

EDF Pulse Incubation

Le programme EDF Pulse Incubation s'appuie sur les idées et les savoir-faire des salariés du Groupe pour concevoir et développer de nouveaux *business* et services. Le programme d'incubation propose un accompagnement sur mesure aux salariés pour tester, créer et développer des modèles d'affaires et professionnaliser les salariés intrapreneurs.

Cet accompagnement bénéficie aux salariés intrapreneurs ainsi qu'au groupe EDF puisqu'il participe à la montée en compétences de ses collaborateurs. Grâce à la proximité entre les équipes d'EDF Pulse Incubation et celles d'EDF Pulse Ventures, les projets incubés bénéficient d'une vision « investissement » et sont en permanence confrontés aux marchés.

Les projets intrapreneuriaux peuvent aboutir à la création d'une filiale du groupe EDF.

EDF Pulse Ventures

Le programme EDF Pulse Ventures a pour mission d'identifier de nouvelles activités et solutions innovantes en dehors du groupe EDF. Il permet de développer le portefeuille d'investissement porté par EDF Pulse Holding dans des start-up et dans des fonds de capital-risque via des prises de participation principalement minoritaires.

L'objectif du programme est d'explorer des activités nouvelles pour le Groupe, de les dérisquer et de créer des synergies entre les start-up du portefeuille d'EDF Pulse Holding et les métiers du Groupe.

Depuis 2017, EDF Pulse Incubation et EDF Pulse Ventures ont accompagné 41 start-up (internes ou externes) et 21 fonds d'investissement, principalement en France, mais aussi en Europe et en Amérique du Nord.

Les nouvelles entrées au portefeuille d'EDF Pulse Holding en 2025

Inicio

Inicio est une start-up française spécialisée dans l'identification d'opportunités de foncier pour le développement de projets photovoltaïques en Europe. Grâce à un algorithme d'IA, Inicio identifie en 48 heures l'ensemble des parcelles d'une région répondant aux critères des développeurs solaires. La start-up sécurise ces terrains auprès des propriétaires avant de mettre ces derniers en contact avec les développeurs. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 4 M€.

MX3D

MX3D est une start-up néerlandaise spécialisée dans la fabrication additive métallique de type WAAM (Wire Arc Additive Manufacturing). Présente sur toute la chaîne d'impression, MX3D commercialise des systèmes complets d'impression clé en main ainsi qu'un service d'impression à la demande grâce à un centre d'impression parmi les plus importants au monde. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 7 M€.

Siteflow

Siteflow développe une solution SaaS (Software-as-a-Service) innovante dédiée à la numérisation des opérations terrain. La solution proposée par Siteflow offre une gestion intégrée des processus opérationnels et a été spécialement conçue pour les industries critiques (énergie, construction, défense...) impliquant des opérations complexes. EDF Pulse Holding a pris une participation dans cette start-up à l'occasion d'une levée de fonds de 7 M€.

La Solive

La Solive est l'une des principales écoles de formation technique innovantes dans le domaine des métiers de la transition énergétique, en particulier ceux de la rénovation énergétique des bâtiments et de l'électrification des usages. EDF Pulse Holding est entré au capital de cette start-up et un *Memorandum of Understanding* a été signé avec la Direction des Territoires et de l'Action Régionale et des filiales de services énergétiques du Groupe (Izi by EDF, Izi Confort, EDF solutions solaires).

1.4.6.1.3 Les autres activités de services du groupe EDF

D'autres entités et filiales du groupe EDF complètent l'offre de services énergétiques. Elles interviennent sur des domaines spécifiques auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales). Elles couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le pilotage des usages, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Datanumia

Afin d'accompagner les clients dans la maîtrise de leurs consommations d'énergies et de fluides, le groupe EDF propose des solutions de monitoring et de pilotage des installations. Filiale à 100 % du groupe EDF, Datanumia développe des solutions digitales innovantes pour permettre à chacun (particuliers, entreprises et collectivités) d'optimiser sa consommation énergétique et son empreinte carbone par la valorisation de la donnée énergétique.

Datanumia est notamment spécialisée dans l'intelligence énergétique du bâtiment et des processus industriels. Elle accompagne les entreprises et les collectivités dans la transition énergétique sur toute la chaîne de valeur du management énergétique avec des solutions sur mesure (notamment pilotage de la performance énergétique, audits énergétiques, accompagnement sur le décret tertiaire [1]...). Datanumia traite plus de 10 millions de données quotidiennement sur un périmètre de 80 000 sites. Spécialiste de l'IoT (Internet of Things), Datanumia assure le management énergétique de plus de 120 millions de mètres carrés de bâtiments.

Par ailleurs, Datanumia conçoit et met en œuvre des solutions de suivi et de maîtrise de l'énergie pour les particuliers. Datanumia met ainsi à disposition ses services dans l'application « EDF&Moi » (voir la section 1.4.2.2.1.1 « Les clients Particuliers »).

EDF business services (ex-IZIVIA) [2]

EDF business services (ex-IZIVIA) est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle est un acteur de référence sur le secteur de la mobilité électrique en France. EDF business services (ex-IZIVIA) propose des solutions de recharge pour véhicules électriques à destination des entreprises et des collectivités. Elle vend une infrastructure de recharge de véhicules électriques (IRVE) clé en main (conception, fourniture, exploitation, maintenance et services de recharge aux conducteurs) et investit également dans ses propres réseaux de recharge avec des partenaires financiers sur des parkings d'enseignes de grande distribution et de restauration ou sur la voirie publique.

EDF business services (ex-IZIVIA) est un acteur majeur de la recharge ouverte au public et en entreprises en France : à fin 2025, l'entreprise exploite et supervise plus de 33 000 points de recharge dont 13 000 ouverts au public avec une des meilleures qualités de service du marché (taux de disponibilité des bornes méthode AFIREV > 97 % sur la recharge rapide en 2025).

IZI confort

IZI confort est une filiale à 100 % du groupe EDF. Elle assure l'installation, l'entretien et le dépannage des appareils individuels de chauffage, de climatisation et de ventilation : pompes à chaleur, chaudières gaz/fioul, climatiseurs, ballons thermodynamiques, VMC...

(1) Le Dispositif Éco Énergie Tertiaire (DEET) également appelé « décret tertiaire », impose une réduction des consommations énergétiques progressive pour les bâtiments tertiaires. Cette nouvelle réglementation vise à économiser 60 % d'énergie finale dans ces bâtiments à l'horizon 2050.
(2) Depuis le 28 janvier 2026, la dénomination sociale « IZIVIA » a été remplacée par « EDF business services ».

Avec près de 1 200 collaborateurs présents partout en France, IZI confort réalise plus de 800 000 interventions par an. Elle répond aux besoins des particuliers, des clients collectifs privés comme publics, et des professionnels.

IZI confort s'appuie sur ses 75 agences de proximité et ses canaux digitaux pour servir et développer sa clientèle. Elle poursuit et amplifie son développement dans la vente et la maintenance de pompes à chaleur afin d'accompagner ses clients dans leur décarbonation, en cohérence avec la raison d'être d'EDF.

IZI by EDF

IZI by EDF est la marque d'EDF spécialisée dans l'offre de services aux particuliers et petits professionnels, clients ou non d'EDF, dans les domaines du chauffage bas carbone, de la rénovation énergétique des logements, et de la recharge à domicile de véhicules électriques.

IZI by EDF déploie une offre complète pour la maison durable et la mobilité électrique :

- un acteur majeur sur la vente et l'installation de pompe à chaleur air-eau ;
- le développement d'une gamme d'offres complète pour la rénovation énergétique des logements, avec le remplacement des ouvrants, l'isolation des combles et planchers, la ventilation et l'isolation thermique des murs par l'extérieur, grâce à l'acquisition du groupe « Les ECO-isolateurs » fin 2022 ;
- un acteur majeur sur l'installation des bornes de recharge à domicile en maison individuelle, et une offre complète pour le déploiement des bornes de recharge en copropriété.

L'instabilité des dispositifs d'aides et le blocage temporaire de l'Agence nationale de l'habitat (ANAH) en début d'année 2025 ont perturbé le marché de la pompe à chaleur et freiné sa reprise. Malgré cette conjoncture, IZI by EDF constate une croissance de son activité, dans un marché français à nouveau en recul sur 2025.

Avec IZI by EDF, EDF s'engage en tant que contractant général et ensemblier auprès des clients. Il est responsable et garant de la réussite des prestations. Il apporte ainsi des engagements forts de qualité d'exécution et de relation client, en s'appuyant sur des sous-traitants rigoureusement sélectionnés et qualifiés, il gère les aides et les déduit du devis, y compris en rénovation énergétique d'ampleur. IZI by EDF propose également des solutions de financement optimisées pour le reste à charge, avec son partenaire Domofinance.

En matière de satisfaction client, IZI by EDF présente une note de 4,7 sur Trustpilot avec des milliers d'avis. IZI by EDF est élu meilleure enseigne 2026 dans la catégorie plateforme de service à domicile proposé par Capital en partenariat avec l'institut Statista.

EDF solutions solaires

EDF solutions solaires (anciennement EDFENR) est une filiale à 100 % du groupe EDF créée en 2007. Elle développe des solutions photovoltaïques décentralisées pour les entreprises et les particuliers alliant production, pilotage et stockage de l'électricité solaire. EDF solutions solaires est un acteur majeur de son marché, avec plus de 100 000 installations réalisées chez les particuliers, professionnels et collectivités locales grâce à des solutions techniques et financières adaptées ainsi qu'aux synergies avec les différentes entités du pôle Clients Services & Territoires.

Afin d'assurer une proximité avec ses clients, les équipes techniques et commerciales sont réparties sur l'ensemble du territoire avec des implantations dans chacune des régions métropolitaines ainsi que dans tous les départements et régions d'outre-mer au travers de sa filiale Sunzil détenue à 50 %. EDF solutions solaires emploie aujourd'hui environ 1 000 collaborateurs dont 200 en Outre-mer.

Local Energy Management (gestion locale de l'énergie)

Depuis 2019 et de manière renforcée dans le cadre du pilier flexibilités d'Ambitions 2035, EDF s'est dotée de compétences et de ressources dans les domaines de la gestion locale de l'énergie, recouvrant :

- l'agrégation, la gestion et la valorisation des flexibilités locales, tant à l'amont qu'à l'aval ;
- la commercialisation de la production d'énergie renouvelable, à travers de nouveaux modèles de fourniture tels que les *Power Purchase Agreements* (approvisionnement en EnR auprès d'un producteur renouvelable), ou directement sur les marchés de gros en s'appuyant sur la *Virtual Power Plant* ;
- les solutions de *smart charging* pour la mobilité électrique via Dreev ;
- les solutions logicielles pour l'optimisation énergétique des systèmes électriques locaux via la prévision et le stockage d'énergie ;
- la fourniture d'une infrastructure de stockage clé en main et de leur *Energy Management System* (EMS).

Agregio Solutions

La filiale Agregio Solutions, issue de la fusion entre Agregio et EDF Store&Forecast et détenue à 100 % par EDF, est un agrégateur qui s'adresse à trois types de clients :

- les producteurs d'électricité renouvelable (éolien, solaire…) à qui Agregio Solutions propose des offres sur mesure. L'objectif est d'optimiser et de vendre/livrer leur production, garanties de capacités et garanties d'origine, sur les marchés de l'électricité ou à des consommateurs, en sécurisant leurs revenus ;
- les clients consommateurs d'électricité (industriels, entreprises…) : Agregio Solutions s'adresse aux consommateurs qui sont prêts à effacer ou moduler leur consommation contre rémunération, en fonction des besoins du système électrique ;
- les gestionnaires d'actifs de stockage : Agregio Solutions propose la fourniture d'infrastructures de stockage centralisée et intervient sur l'optimisation des systèmes de stockage sur les marchés de l'énergie.

Energy2market (e2m)

Le groupe EDF détient 100 % du capital de la société allemande Energy2market (e2m), basée à Leipzig. Energy2market (e2m) est un agrégateur de production renouvelable et de flexibilités locales. Il gère et exploite en Allemagne plus de 4 700 sites connectés et décentralisés de production d'énergie et de flexibilités (parcs éoliens, fermes solaires, cogénérations, biomasse, batteries de stockage…) représentant une puissance installée de plus de 3 GW.

EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbH

EDF Energiewende & Neue Ressourcen GmbH, filiale à 100 % du groupe EDF, est implantée à Berlin et propose des solutions de gestion et d'optimisation énergétique pour entreprises, services publics et développeurs d'énergies renouvelables, contribuant à la production bas carbone et à la gestion des réseaux.

1.4.6.2 Activités gazières

La stratégie gazière du groupe EDF vise à assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de ses 6,6 millions de clients [1], de ses centrales de cogénération et de ses centrales électriques à gaz.

Le Groupe est ainsi présent sur le marché du gaz naturel en France. Il est aussi présent en Europe, principalement au travers d'Edison, d'EDF Energy et de Luminus. Depuis août 2017, Edison est devenue la plateforme gazière du Groupe via un contrat de services destiné à optimiser la gestion des actifs du Groupe [2].

(1) Les clients sont décomptés fin 2025 en nombre de sites de livraison.
(2) Voir la section 1.4.5.2.2 « Stratégie d'Edison ».

EDF s'appuie également sur EDF Trading pour ses opérations à court terme relatives aux interventions sur les marchés de gros dans l'Union européenne, aux États-Unis et au Royaume-Uni.

L'optimisation des flexibilités du portefeuille d'actifs en gaz naturel liquéfié (GNL) d'EDF est gérée par JERA Global Markets, joint-venture entre EDF Trading Limited (33,33 %) et JERA Trading International Pte (66,67 %).

1.4.6.2.1 Activités aval

En Europe, au 31 décembre 2025, les portefeuilles aval de clients s'établissent ainsi :

- France (EDF et Électricité de Strasbourg) : environ 2,7 millions de clients (des particuliers aux grands comptes) pour un volume total vendu d'environ 52,9 TWh ;
- Italie (Edison) : environ 1,1 million de clients, pour un volume total vendu d'environ 76,0 TWh ;
- Royaume-Uni (EDF Energy [1]) : environ 2,1 millions de clients, pour un volume total vendu d'environ 31,7 TWh ;
- Belgique (Luminus) : environ 0,7 million de clients, pour un volume total vendu d'environ 12,5 TWh.

De plus, Edison a mis en place la première chaîne intégrée d'approvisionnement en gaz naturel liquéfié (GNL) à petite échelle en Italie, dans le but de fournir du GNL aux secteurs des transports routiers et maritimes lourds, et de contribuer à réduire les émissions de CO_2 et de particules fines.

1.4.6.2.2 Projets et actifs gaziers

Sources d'approvisionnement

L'approvisionnement en gaz et en GNL du Groupe est réalisé :

- sur les marchés de gros gaziers à court et à moyen terme ; et
- au travers d'un portefeuille diversifié de contrats long terme en provenance du Qatar, des États-Unis, de la mer du Nord, d'Afrique du Nord et d'Azerbaïdjan.

Dans le but de répondre aux besoins de ses clients, le Groupe optimise et diversifie son portefeuille d'approvisionnement en gaz à moyen et à long terme. EDF a notamment souscrit des contrats GNL à moyen et à long terme, principalement pour diversifier l'approvisionnement en gaz, accroître la flexibilité des livraisons et optimiser les options de regazéification dont elle dispose.

À fin 2025, le Groupe dispose de capacités de regazéification de GNL à long terme en France (à Dunkerque) et en Italie (à Rovigo et Piombino) et en Belgique (à Zeebrugge), ainsi que de capacités de transport maritime dans le cadre de ses contrats FOB américains.

Le Groupe travaille également au développement de gaz verts (biométhane et hydrogène) à la fois en production directe et à travers des PPA (Power Purchase Agreements).

Infrastructures

Gazoducs

Outre des droits de capacité de transport variés sur le réseau européen, le groupe EDF participe, à travers sa filiale Edison, à des projets d'infrastructures d'importation de gaz [2].

Par l'intermédiaire de sa filiale, EDF Gas Deutschland, EDF détient également une participation de 16 % dans le gazoduc BEP (Bunde-Etzel-Pipelinegesellschaft).

Stockage

En Allemagne, le groupe EDF détient un stockage de gaz naturel en cavités salines situé à Etzel. EDF dispose d'une capacité d'environ 180 millions de m^3. Les installations de surface sont exploitées dans le cadre d'une coentreprise détenue à parts égales (50/50) avec EnBW.

Concernant les activités de stockage du Groupe en Italie et au Royaume-Uni, voir respectivement les sections 1.4.5.2.3.5 « Activités régulées – Stockage de gaz » et 1.4.5.1.2.3 « La production thermique et le stockage gaz ».

En 2025, Edison a vendu ses activités régulées de stockage de gaz au groupe italien Snam.

Le Groupe dispose par ailleurs de droits de stockage en Belgique et en France.

1.4.6.3 L'activité hydrogène d'EDF

Le développement de l'hydrogène électrolytique et de ses dérivés contribue à électrifier indirectement des usages et des processus industriels difficiles à décarboner [3].

La production d'hydrogène bas carbone au service de la décarbonation des secteurs de l'industrie et du transport

La stratégie hydrogène du groupe EDF vise à accompagner la décarbonation des usages dans l'industrie et le transport à travers la fourniture d'une électricité décarbonée compétitive.

L'hydrogène bas carbone produit à partir d'électrolyse de l'eau contribue à la décarbonation de la mobilité lourde et des écosystèmes territoriaux (bus, bennes à ordure, camions et trains dans les zones non électrifiées...). À l'avenir, les dérivés de l'hydrogène (e-carburants) permettront de décarboner les transports aérien et maritime.

Le groupe EDF se positionne en fournisseur d'électricité décarbonée dans la chaîne de valeur de l'hydrogène

Le groupe EDF se concentre en priorité sur la production d'électricité décarbonée pour les projets H_2/e-fuel, avec la possibilité d'être co-investisseur dans des projets H_2/e-fuel pour lesquels le Groupe fournit l'électricité.

La société Hynamics, détenue par EDF, opère d'ores-et-déjà des projets et développe un portefeuille de projets d'hydrogène électrolytique et dérivés bas carbone

Hynamics commercialise des solutions de décarbonation par de l'hydrogène pour les segments de l'industrie et du transport lourd. Elle offre des solutions clé en main sur le territoire français et, plus généralement, en Europe.

Projets hydrogène en France

Les projets pour l'industrie et la production de molécules de synthèse

Hynamics développe prioritairement les projets industriels les plus avancés :

- projet ABC Ottmarsheim (50 MW) à Chalampé avec son partenaire LAT Nitrogen pour alimenter en hydrogène sa production d'ammoniac et d'engrais vert ; ce projet est en cours d'instruction avec la Commission européenne dans le cadre du programme de subvention CEEAG ;
- OphelHy (80 MW) à Feysin pour alimenter en hydrogène une raffinerie ;

(1) Hors Irlande du Nord.
(2) Voir la section 1.4.5.2.3.2 « Activités dans le secteur du gaz ».
(3) L'hydrogène est à ce jour fabriqué à plus de 95 % à partir d'énergies fossiles, ce qui génère du CO_2 d'où son appellation hydrogène « gris ». L'hydrogène (H_2) peut être créé soit à partir de méthane par vaporéformage, soit en scindant une molécule d'eau (H_2O) par électrolyse, c'est-à-dire avec un courant électrique. L'hydrogène est considéré soit comme « vert » lorsque l'électrolyse est générée par de l'électricité renouvelable, soit comme bas carbone, lorsqu'il est produit à partir d'électricité nucléaire. Par conséquent, l'hydrogène « vert » ou bas carbone présente une solution intéressante afin de décarboner les secteurs où l'électrification directe n'est pas possible. C'est le cas des industries du raffinage, de la chimie ou encore du transport lourd.

- Take Kair (200 MW), projet de production de e-SAF sur le port Saint-Nazaire qui a fait l'objet de l'attribution d'une subvention Carb Aero (France 2030) d'un montant de 16 M€ et s'est vu pré-sélectionné par la Commission européenne au programme Innovation Fund.

Les projets de mobilité

Hynamics a développé 5 projets pour approvisionner en hydrogène des véhicules lourds :

- à Auxerre, la station de production et de distribution de 1 MW, opérée par les équipes exploitation/maintenance d'Hynamics alimente les bus de l'agglomération de l'Auxerrois ;
- à Belfort, la station de production et de distribution de 1 MW, opérée par les équipes exploitation/maintenance d'Hynamics, alimente les bus exploités par la Régie de bus (Syndicat mixte des transports en commun - SMTC) du Grand Belfort ;
- à Dunkerque, la station de production et de distribution de 1,25 MW, opérée par les équipes exploitation/maintenance d'Hynamics, alimentera les bus et les bennes à ordures ménagères de la Communauté urbaine de Dunkerque ;
- à Cannes, la station de production et de distribution de 2 MW alimentera les bus de la Communauté d'agglomération de Cannes Lérins ;
- à Chatenay, la station de production et de distribution de 5 MW alimentera les bennes à ordures ménagères de l'Établissement public territorial Vallée Sud Grand Paris ainsi que les bus d'Ile-de-France Mobilités.

Projets hydrogène au Royaume-Uni

Hynamics UK développe prioritairement 3 projets industriels :

- sur la zone portuaire de Teesside, le projet Tees Green Hydrogen phase 1 de 8 MW a obtenu un contrat pour différence au mécanisme de soutien HAR1 (Hydrogen Allocation Round 1) ; la phase 2 du projet (120 MW) Tess Green Hydrogen (TGH2) a été pré-sélectionné au HAR2 ;
- sur la plaque industrielle de Fawley, le projet Fawley (120 MW) phase 1 a été pré-sélectionné au HAR2 et a vocation à approvisionner en hydrogène la raffinerie Exxon.

Projets hydrogène en Italie

Plusieurs projets de production d'hydrogène électrolytique sont en cours de développement par Edison en Italie (voir la section 1.4.5.2 « Italie »).

Projets hydrogène hors Europe

Avec sa filiale EDF power solutions, le Groupe développe des projets combinant énergies renouvelables, production d'hydrogène et dérivés à l'international, notamment en Amérique du Nord, en Amérique du Sud, en Afrique et au Moyen-Orient, tant pour les exports vers l'Asie et l'Europe et/ou que pour leurs marchés locaux.

1.4.6.4 Optimisation et *trading* : EDF Trading

Interface du groupe EDF avec les marchés de gros de l'énergie, EDF Trading (EDFT) propose des services d'optimisation et de gestion des risques au Groupe ainsi qu'à des tiers. La société intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie, sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du GPL (gaz de pétrole liquéfié). EDFT propose également des produits financiers pétroliers et environnementaux aux contreparties et aux clients. EDF Trading est présent sur les marchés du GNL (gaz naturel liquéfié), de l'électricité japonaise, du charbon et du fret associé par l'intermédiaire de JERA Global Markets en partenariat avec le japonais JERA.

Le siège d'EDF Trading se trouve à Londres. La société emploie environ 800 salariés dans le monde. Ses activités sont soumises à l'Autorité des marchés financiers du Royaume-Uni, la *Financial Conduct Authority*. Par ailleurs, EDF Trading fournit une gamme complète de services liés aux marchés de gros à la Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading* (voir la section 1.4.3 « Activités d'optimisation en France ») et à la Direction Commerce en France. Il propose également l'accès aux marchés à d'autres entités du groupe EDF.

Le marché européen de l'électricité

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros de l'électricité en Europe avec un volume d'échanges de 1 797 TWh chaque année (1). La société fournit une gamme complète de services de gestion des risques aux exploitants d'actifs du groupe EDF en Europe ainsi qu'à des tiers. Son rayonnement géographique et son volume d'activité lui permettent de s'adapter rapidement aux évolutions du marché, de développer de nouvelles activités et de tirer parti des opportunités de marché le cas échéant.

Le marché européen du gaz

EDF Trading est l'un des principaux acteurs sur le marché de gros du gaz en Europe avec un volume d'échanges d'environ 213 milliards de m^3 par an (1). La société optimise sur les marchés de gros les actifs physiques gaziers des entités du groupe EDF, notamment les capacités de transit, les contrats de fourniture de long terme ainsi que les capacités de regazéification et de stockage. EDF Trading est donc en mesure de fournir au groupe EDF, et aux tiers, des solutions complètes sur le marché de gros du gaz.

Les marchés de gros nord-américains

Leader sur les marchés de gros de l'énergie en Amérique du Nord où il bénéficie d'une présence géographique étendue, EDF Trading North America propose des solutions aux contreparties et aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique nord-américaine. Il offre des solutions de gestion de l'énergie, l'approvisionnement en gaz naturel et des services de dispatch en temps réel pour les producteurs d'électricité aux États-Unis. EDF Trading North America est l'un des principaux fournisseurs de services d'optimisation et d'accès aux marchés aux centrales aux États-Unis avec un portefeuille de contrats correspondant à 25 GW pour plus de 120 centrales détenues par des producteurs d'électricité tiers (1). Pour les agrégateurs d'énergie de détail, la société fournit des services d'approvisionnement sur le marché de gros ainsi que des services d'interface avec les ISO (Independent System Operators) dans différents États nord-américains.

Les produits environnementaux

EDF Trading est engagé sur le marché des produits environnementaux. En cohérence avec la raison d'être d'EDF, il propose une large gamme de produits de couverture multi-commodité répondant aux objectifs de décarbonation du groupe EDF et de tiers dans le monde. EDF Trading intervient sur les marchés du carbone (marché européen réglementé et marché volontaire), des garanties de certificats d'origine en Europe, des certificats d'énergie renouvelable aux États-Unis et des certificats internationaux d'énergie renouvelable dans le reste du monde. Il est par ailleurs un fournisseur reconnu de produits de gestion des risques sur le marché européen de la météorologie.

(1) Données 2024.

Les marchés internationaux

EDF Trading opère sur le marché mondial de gros du GNL par le biais d'une coentreprise avec JERA, la société japonaise de services publics. EDF Trading détient une participation financière de 33 % dans JERA Global Markets, l'un des principaux négociants d'énergie par voie maritime.

En 2025, JERA et EDF Trading ont étendu leur coentreprise en fusionnant leurs activités respectives de trading d'électricité au Japon, qui opèrent désormais au sein de JERA Global Markets.

1.4.6.5 Autres participations

EDF Trading Logistics

EDF Trading Logistics assure le rôle d'agent du groupe EDF pour les achats de fioul et biomasse solide et liquide. Il organise les opérations logistiques d'approvisionnement en fioul, biomasse solide et liquide et en charbon de l'ensemble des centrales thermiques du Groupe en France métropolitaine continentale, en Corse et Outre-mer, en étroite collaboration avec la DOAAT, EDF PEI et SEI [1]. Il contrôle le terminal charbonnier du port de Montoir-de-Bretagne. En 2025, il a géré la livraison de près de 854 000 tonnes de fioul et 266 000 tonnes de biomasse liquide.

EDF Trading Logistics apporte par ailleurs son expertise au Groupe pour ce qui concerne la maîtrise des risques liés à l'activité de transport du fioul (matières dangereuses) qui a fait l'objet d'une certification ISO 14001. Il intervient également dans la gestion des situations de crise environnementale liées à cette activité.

1.5 Recherche et développement (R&D), brevets et licences

Les activités de R&D du groupe EDF sont portées principalement par la Direction Recherche et Développement d'EDF. Ces activités s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et les orientations stratégiques du projet d'entreprise « Ambitions 2035 ».

La R&D d'EDF est intégrée et multidisciplinaire pour faciliter les synergies et transferts de méthodes entre métiers. Les compétences couvrent l'ensemble des champs d'activité du Groupe. Elles sont à la fois disciplinaires, métiers, projets et intégratrices sur des grands systèmes. Elle compte 1 880 collaborateurs en France auxquels s'ajoutent 155 thésards et 107 alternants de 48 nationalités différentes. Elle emploie également 274 salariés à l'international à travers des contrats locaux et 14 expatriés. Elle est organisée autour de plusieurs sites situés en France et à l'international, principalement en Allemagne, au Royaume-Uni, en Italie, aux États-Unis, en Chine et à Singapour. Le centre d'implantation principal est situé à Palaiseau, sur le campus Marcel Boiteux de Paris-Saclay.

La R&D du groupe EDF a pour mission principale d'appuyer au quotidien les métiers et filiales du Groupe en apportant son expertise de haut niveau, ses capacités d'expérimentation et de simulation performantes. Elle contribue également à construire l'avenir du Groupe, en anticipant les évolutions et défis majeurs auxquels il est confronté.

Ces axes de recherche s'articulent autour de cinq axes stratégiques dont les quatre premiers sont ceux du projet d'entreprise « Ambitions 2035 » :

- accompagner les clients dans l'électrification et la réduction de leur empreinte carbone ;
- être en mesure de produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire, l'hydraulique et en fonction de la demande les renouvelables ;
- développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique ;
- accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique ;
- accélérer la transformation digitale.

En 2025, le budget total du groupe EDF en R&D s'est élevé à 806 M€. Il se compose de la R&D d'EDF pour 550 M€ ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre, principalement Framatome, Enedis, EDF Energy et Arabelle Solutions. En France, l'intégralité des budgets d'exploitation de la R&D d'EDF est dédiée à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

1.5.1 Programmes de la R&D

La R&D du groupe EDF travaille pour tous les métiers du Groupe. Elle recherche des solutions technologiques permettant d'améliorer la performance de ces métiers et prépare l'avenir du Groupe à plus long terme. Elle contribue à faire d'EDF un groupe industriel leader mondial des systèmes électriques décarbonés.

Les travaux de recherche sur les réseaux pour le compte d'Enedis sont réalisés dans le cadre d'un contrat de prestations de services. Il fixe les obligations permettant de garantir la protection des informations commercialement sensibles et le respect du principe d'indépendance de gestion du distributeur. Enedis mène, par ailleurs, un programme propre de R&D, indépendamment d'EDF.

1.5.1.1 Accompagner les clients dans l'électrification et la réduction de leur empreinte carbone

L'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à horizon de 2050 et la crise énergétique de 2022, liée au conflit ukrainien, ont conduit à renforcer les travaux en faveur de l'électrification des usages des clients et de l'utilisation optimale des gisements de flexibilité.

La R&D d'EDF appuie et accompagne les entités en charge des clients particuliers, entreprises, industries et collectivités locales pour :

- décarboner et électrifier les usages industriels, résidentiels, tertiaires et agricoles ;
- décarboner et électrifier le secteur de la mobilité et du transport ;
- favoriser l'implantation d'usages électro-intensifs.

(1) Direction Optimisation Amont-Aval et *Trading*, EDF Production Électrique Insulaire, Systèmes Énergétiques Insulaires.

1.5.1.2 Être en mesure de produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire, l'hydraulique et en fonction de la demande les renouvelables

Dans le domaine de la production centralisée, nucléaire, hydraulique, autres renouvelables (éolien, éolien en mer, photovoltaïque...), la R&D d'EDF développe des outils et méthodes pour :

- améliorer la sûreté des moyens de production ;
- optimiser leur durée de fonctionnement, notamment au-delà de 60 ans pour les réacteurs nucléaires ;
- optimiser les durées de construction du nouveau nucléaire ;
- accroître leurs performances de production et environnementale.

1.5.1.2.1 Conforter et pérenniser la production nucléaire à très basse empreinte carbone

EDF

La R&D travaille à protéger le patrimoine industriel d'EDF en inscrivant ses actions dans le cadre de la démarche d'amélioration de la sûreté des installations. Elle vise à développer leurs performances et à étendre leur durée de fonctionnement au-delà de 60 ans. Elle vise également pour le nouveau nucléaire à sécuriser les options de conceptions, à optimiser les durées de construction et à évaluer les réacteurs de 4e génération.

Pour soutenir ces programmes, la R&D développe des outils de simulation numériques et des moyens d'essais expérimentaux. Elle conçoit également les outils capables de gérer les nouveaux défis posés par la croissance des masses de données numériques, la sécurité informatique et les nouvelles technologies de l'information et de la communication.

La R&D poursuit le développement de démarches numériques en privilégiant une collaboration partenariale forte avec les autres acteurs de la filière nucléaire.

En complément, la R&D d'EDF développe des codes de calcul nucléaire, mécanique, hydraulique et thermo-hydraulique à haute valeur ajoutée.

Framatome

La R&D de Framatome vise à maîtriser les technologies les plus avancées de manière à atteindre les standards les plus élevés de sûreté et de performance pour ses activités de concepteur et de fournisseur de chaudières nucléaires, d'équipements et de services nucléaires, ainsi que de combustibles.

Cette R&D est principalement réalisée au sein des équipes de développement et des centres techniques de Framatome en collaboration avec la R&D d'EDF. Des collaborations à l'international sont également actives.

1.5.1.2.2 Appui au développement des énergies renouvelables bas carbone, stockage et hydrogène bas carbone

L'appui au développement des énergies renouvelables bas carbone en France et à l'international constitue un axe fort de recherche pour la R&D d'EDF. S'agissant des énergies renouvelables, du stockage et de l'hydrogène bas carbone et ses dérivés, les travaux ont pour objectif :

- d'identifier les ruptures technologiques à forts enjeux compétitifs ;
- de contribuer à faire émerger industriellement les technologies les plus prometteuses, en partenariat avec le monde académique, industriel et les start-up.

Les énergies renouvelables bas carbone, les technologies de l'hydrogène bas carbone et les solutions de stockage étudiées par EDF sont multiples. Il s'agit notamment de l'hydraulique, du photovoltaïque, de l'éolien terrestre et en mer, de la biomasse, des batteries électrochimiques, de la chaleur renouvelable, etc.

Dans le domaine de l'éolien en mer, la R&D développe des outils de modélisation spécifiques pour le dimensionnement hydrodynamique et mécanique des éoliennes en mer posées et flottantes.

La R&D travaille également au développement des outils et méthodes pour renforcer les performances d'exploitation et optimiser les coûts des projets de systèmes de production d'électricité à base d'énergies renouvelables, de stockage et de systèmes de production d'hydrogène par électrolyse alimentés par de l'électricité bas carbone du groupe EDF.

1.5.1.2.3 Performance environnementale des ouvrages

Le changement climatique, la baisse marquée de la biodiversité et les ressources limitées de la planète nécessitent de développer un mix énergétique bas carbone. Les actions de la R&D d'EDF ont pour objectif de :

- contribuer à établir les modalités de mise en œuvre des évolutions de la réglementation ;
- justifier que les installations de production d'EDF sont au niveau des meilleures techniques disponibles (MTD) à un coût économiquement acceptable et valoriser ces MTD dans les nouveaux projets ;
- connaître et maîtriser les impacts d'EDF sur les milieux aquatiques et terrestres ;
- savoir anticiper et s'adapter aux impacts du changement climatique, par exemple prévoir l'évolution de la disponibilité et de la qualité de la ressource en eau dans les territoires et évaluer la robustesse des sources froides des centrales au regard de ces évolutions ;
- contribuer à valoriser les actions positives d'EDF auprès des parties prenantes, y compris dans les territoires.

1.5.1.3 Développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique

La transition énergétique vers une économie décarbonée en Europe repose sur une forte intégration d'énergies renouvelables bas carbone variables et décentralisées, en particulier sur le réseau de distribution. Cette intégration nécessite le développement de systèmes électriques plus intelligents, ou *smart grids*, afin d'être en capacité de gérer un système électrique plus décentralisé, avec un nombre d'acteurs beaucoup plus importants. Les enjeux majeurs sont techniques, économiques et réglementaires. Cela implique de relever de nouveaux défis tels que :

- développer les réseaux de transport et d'interconnexion à la maille européenne et renforcer le couplage des marchés de gros européens pour optimiser les flux d'électricité ;
- gérer la variabilité des sources de production issues d'énergies renouvelables bas carbone et repousser leurs limites d'insertion dans les systèmes électriques, notamment les réseaux des territoires isolés, tant en matière de gestion des flux d'énergie locaux que de stabilité du réseau ;
- intégrer de nouveaux usages de l'électricité en optimisant le mix de production et les besoins en réseaux et en explorant les leviers de flexibilité et leur structuration ;
- optimiser les systèmes énergétiques décentralisés (demande active, production et stockage décentralisés, etc.) en les intégrant dans les systèmes énergétiques à plus grande échelle et en toute sécurité ;
- adapter le pilotage des systèmes électriques pour faire face à une diminution de leur inertie dans un contexte de recours croissant à l'électronique de puissance pour le raccordement des usages et des nouvelles sources de production.

Ces travaux nécessitent de travailler à la fois sur les matériels du réseau de transport et de distribution, les moyens de production et de stockage, leurs fonctionnalités et protocoles de communication, sur les matériels et modalités de pilotage, sur l'économie des usages et des services électriques et les marchés associés.

1.5.1.4 Accroître les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique

Le développement des énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) et des usages de l'électricité (véhicules électriques, pompes à chaleur, H_2...) dans les systèmes électriques modifie la gestion de l'équilibre entre la production et la consommation des systèmes électriques. Sachant que la production et la consommation doivent être équilibrés à chaque instant, il est nécessaire de disposer de leviers de flexibilité à la hausse et à la baisse du côté de la production et de la consommation pour faire face aux variations des injections et soutirages qu'elles soient prévisibles ou incertaines.

Dans ce contexte, les travaux de la R&D ont pour objectif de :

- développer les modèles de prévision de production EnR et de demande à différents horizons de temps et aux différentes mailles du système électrique ;
- anticiper les besoins de flexibilité des systèmes électriques dans le futur en développant les modélisations de systèmes électriques décarbonés intégrant une représentation fine des contraintes techniques sur la production, la consommation et les réseaux ainsi que l'impact des aléas météo-climatiques sur la gestion du système électrique ;
- développer les leviers de flexibilité sur les moyens de production existants, les solutions de stockage d'énergie et les systèmes de pilotage adaptés ;
- développer les flexibilités des usages (smart charging...) et définir notamment l'algorithmie nécessaire au pilotage de cette flexibilité ;
- développer les outils de gestion prévisionnelle de l'équilibre offre-demande et d'optimisation au plus proche du temps réel des flexibilités sur les marchés en support des entités en charge de l'optimisation et du *trading* ;
- identifier les modèles d'affaires liés à la valorisation de la flexibilité et élaborer les offres tarifaires associées.

1.5.1.5 Accélérer la transformation digitale

La transformation digitale impacte l'ensemble du système électrique. Elle est un levier essentiel des transitions électrique et climatique décrites précédemment. Les recherches en technologies de l'information s'attachent à :

- anticiper et maîtriser les ruptures possibles provoquées par des technologies en plein essor comme l'intelligence artificielle (IA), l'informatique quantique, l'Internet des objets (IoT), les réseaux mobiles dont la 5G et les satellites, la cybersécurité des systèmes industriels, la robotique, etc ;
- maintenir et développer des moyens de calcul scientifique et des algorithmes de haute performance au service des études conduites par la R&D d'EDF et les ingénieries.

1.5.1.6 Les partenariats scientifiques de la R&D d'EDF et l'international

Pour la réalisation de ses programmes de recherche et de développement, la R&D noue de nombreux partenariats scientifiques tant en France qu'à l'international. Les objectifs sont d'accéder au meilleur niveau mondial pour les disciplines au cœur des enjeux du groupe EDF, de compléter ses champs de compétences internes et d'orienter la recherche académique sur des travaux de R&D à enjeux pour le groupe EDF. Ces partenariats se concrétisent sous différentes formes :

France

La R&D a mis en place des accords-cadres avec les grands organismes publics de recherche. Les principaux partenaires académiques sont le CEA (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives), le CNRS (Centre national de la recherche scientifique), ainsi que les organismes nationaux de recherche tels que l'INRAE (l'Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement), l'IFP Énergies Nouvelles, le BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières), l'INRIA, le CSTB (Centre scientifique et technique du bâtiment) et l'INERIS (Institut national de l'environnement industriel et des risques).

La R&D a également mis en place depuis plusieurs années une vingtaine de laboratoires communs et d'équipes communes avec des partenaires académiques et des centres techniques ou industriels tels que HYNES (eau et environnement) avec l'INRAE ou encore MELUSINE (dédiés aux applications des technologies membranaires pour la réutilisation de l'eau des processus et de substances chimiques).

En outre, des accords-cadres de partenariats existent avec différents acteurs industriels et/ou académiques.

Par ailleurs, plusieurs partenariats s'insèrent dans l'écosystème du Campus de Paris-Saclay comme :

- le groupement d'intérêt scientifique SEISM sur le séisme (GIS SEISM) qui associe CentraleSupélec, l'École normale supérieure Paris-Saclay, le CNRS, le BRGM et EDF ;
- l'Unité mixte de recherche IMSIA (Institut des sciences de la mécanique et applications industrielles) associant l'ENSTA (École nationale supérieure de techniques avancées), le CNRS et EDF.

La R&D est aussi présente au sein d'Instituts de la transition énergétique (ITE), mis en place dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir. Il s'agit notamment de l'Institut photovoltaïque Île-de-France (IPVF), France Énergies Marines sur les énergies de la mer et l'éolien en mer, Efficacity sur l'efficacité énergétique, Supergrid Institute sur les réseaux électriques du futur.

Enfin, EDF est membre fondateur d'associations européennes reconnues au niveau européen, comme Nugenia (Nuclear generation II & III alliance) et SNETP (Sustainable nuclear energy technology platform) pour le nucléaire, EASE (European association for storage of energy) pour le stockage. La R&D participe activement à l'*European Industrial Alliance* on SMRs, dans laquelle des experts de la R&D sont mobilisés dans plusieurs groupes de travail de l'alliance pour apporter leur expertise, en particulier dans les groupes de travail suivants : *Industrial applications, R&D&I, Skills, Public Engagement, Safety and Saveguard*.

Allemagne

Depuis le début des années 2000, EDF a créé EIFER, un Groupement européen d'intérêt économique en Allemagne avec le Karlsruhe *Institute of Technology* (KIT). EIFER est le centre de référence dans le domaine de l'hydrogène. Les équipes d'EIFER sont également pleinement mobilisées sur les thématiques liées aux systèmes énergétiques locaux décentralisés la biomasse, le traitement des données énergétiques territoriales et les systèmes de cartographie numérique (GIS) et à l'analyse de l'évolution du système électrique et du marché de l'énergie allemand.

Royaume-Uni

EDF R&D UK Center consolide les positions du Groupe dans l'écosystème de la recherche britannique. Il collabore avec l'université de *Manchester, l'Imperial College*, le *National Nuclear Laboratory* (NNI) ou l'université de Bristol dans les domaines du nucléaire, des énergies renouvelables.

Le centre est un appui direct pour le développement des activités d'EDF que ce soit dans :

- le domaine du nucléaire existant (extension de durée de vie des réacteurs AGR (advanced gas-cooled reactors) et déconstruction avec l'annonce de la fermeture programmée de plusieurs réacteurs ;
- les nouveaux projets tels que le projet Hinkley Point C ;
- les réacteurs de génération 4.

Le centre est également pleinement mobilisé dans le *digital clients* ou les projets éoliens *offshore*.

Italie

En Italie, la Direction *Research, Development & Technological Innovation* (RD&TI) d'Edison soutient à moyen et à long terme la stratégie et, à plus court terme, le développement de nouveaux services et offres d'Edison. Les équipes et les laboratoires sont essentiellement localisés dans des espaces d'innovation des deux « *Politecnici* » italiens (Milan et Turin). Cela favorise les coopérations et ancre Edison RD&TI dans le monde de la recherche et de l'innovation en Italie. Parmi les sujets traités : la mobilité électrique et les interactions entre véhicules électriques, bâtiments et réseau, la robotique industrielle, la décarbonation industrielle.

Asie

Le centre, basé à Pékin, est un atout pour participer aux démonstrateurs chinois de grande taille des partenaires (tels que CGN (China General Nuclear Power Corporation), CNNC (China National Nuclear Corporation) ou State Grid (acteur du réseau de transport et de distribution)) portant sur les réseaux intelligents ou les installations nucléaires. Il bénéficie également de l'écosystème chinois très avancé en matière de méthodes innovantes de construction (digital, fabrication additive [1]...). Le centre est également actif en soutien aux activités commerciales d'EDF China dans le domaine des systèmes locaux multi-énergies alliant électricité, biomasse, hydrogène, réseaux de chaleur et de froid.

Basé à Singapour, le centre de R&D Asie-Pacifique se consacre plus particulièrement à la transition énergétique et à la décarbonation industrielle en Asie du Sud-Est, afin d'ouvrir des opportunités commerciales pour EDF dans cette région du monde. Le centre R&D Asie-Pacifique bénéficie d'une plateforme multi-énergies EDF, dans le cadre d'un projet avec l'université réputée de NTU (Nanyang Technological University). Le centre est également impliqué avec des partenaires académiques et industriels locaux sur :

- les études de faisabilité d'interconnexions électriques en Asie du Sud-Est et l'évolution du mix électrique de Singapour ;
- la certification de l'énergie bas carbone en temps réel ;
- l'évaluation d'opportunités régionales pour le stockage d'énergie centralisé ou décentralisé ;
- la décarbonation industrielle (par exemple du secteur minier en Australie).

États-Unis

Le Groupe dispose depuis une douzaine d'années d'un centre de R&D, installé dans la Silicon Valley. Il accompagne le développement d'EDF aux États-Unis et contribue à l'innovation dans le Groupe. Les domaines d'activité de ce laboratoire couvrent notamment :

- l'appui direct à la filiale du groupe EDF power solutions North America en matière d'analyses de marchés US ;
- le *market design* pour éclairer les choix des projets de développement des entités métiers du Groupe aux États-Unis ;
- l'analyse de la dynamique du secteur nucléaire aux États-Unis ;
- l'évaluation de nouveaux modèles d'affaires pour le Groupe aux États-Unis.

1.5.2 Politique de propriété intellectuelle

La propriété intellectuelle joue un rôle majeur dans la protection des technologies et des savoir-faire du groupe EDF, ainsi que dans la valorisation de ce patrimoine au travers de concessions de licences. Le renforcement du portefeuille d'innovations formalisées a pour objectif de mieux tirer parti de son expertise technologique. Ce portefeuille est constitué de brevets délivrés par les offices ainsi que de logiciels et de savoir-faire enregistrés par un huissier.

Fin 2025, le portefeuille d'EDF SA comprend 756 innovations brevetées et protégées par 1 916 titres de propriété en France et à l'étranger. Celui d'ENEDIS comprend 55 innovations brevetées protégées par environ 93 titres. Celui de Framatome comprend 531 innovations brevetées protégées par environ 2 888 titres. Et celui d'Arabelle Solutions comprend 220 innovations protégées par 1 067 titres.

En 2025, EDF SA a déposé 58 nouvelles demandes de brevets (52 en 2024), ENEDIS 3 (6 en 2024), Framatome 35 (29 en 2024) et Arabelle 1 (2 en 2024).

(1) La fabrication additive, plus communément appelée « impression 3D », désigne l'ensemble des procédés permettant de fabriquer, par ajout de matière, un objet physique à partir d'un objet numérique.



2 Facteurs de risques et cadres de maîtrise

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités 98

2.1.1 Environnement de contrôle 98

2.1.2 Principes de mise en œuvre 99

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités 101

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé 106

2.2.1 Risques liés à la performance opérationnelle 108

2.2.2 Risques spécifiques aux activités nucléaires 118

2.2.3 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques 122

2.2.4 Risques financiers et de marché 126

2.2.5 Transformation du Groupe et risques stratégiques 131

2.1 Gestion des risques et maîtrise des activités

Cette section présente les dispositifs de maîtrise des activités et de gestion des risques s'appliquant au Groupe pour l'année 2025. Ces dispositifs, élaborés et mis en œuvre dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau, s'inscrivent dans le cadre défini par le corpus des politiques Groupe.

Ils obéissent également aux principes généraux énoncés dans le cadre de référence de l'Autorité des marchés financiers du 22 juillet 2010 relatif à la gestion des risques et au contrôle interne. Ils s'appuient sur les évolutions constatées dans les principaux référentiels internationaux, en particulier COSO-2013.

2.1.1 Environnement de contrôle

Cadre et finalités

Le groupe EDF organise la maîtrise des activités et des risques autour d'une quarantaine de politiques Groupe, signées par le Comité exécutif. Ce corpus définit les exigences pérennes et transverses à mettre en œuvre dans les entités et filiales contrôlées du Groupe. Des mises à jour régulières permettent d'adapter les exigences aux évolutions réglementaires ou aux orientations stratégiques. Elles s'inscrivent pleinement dans la raison d'être du Groupe.

Le dispositif de maîtrise des activités et des risques du Groupe, défini dans la politique Groupe « Principes de fonctionnement, maîtrise des risques et contrôle interne » a pour finalités :

- **d'identifier et réinterroger périodiquement le panorama des risques majeurs et opportunités** susceptibles d'impacter les objectifs du Groupe, afin de s'assurer de l'existence de plans d'action pertinents et efficaces ;
- **d'assurer en permanence :**
  - la conformité aux lois et règlements, y compris ceux relatifs à l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseau,
  - le bon fonctionnement des processus et des projets,
  - la fiabilité des informations financières et extra-financières,
  - le respect des politiques Groupe,
  - la maîtrise des activités et des risques de toute nature.

Organisation

L'organisation de la Direction Générale d'EDF est définie en section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ». Chaque membre du Comité exécutif a la responsabilité de déployer toutes les actions nécessaires à la maîtrise des risques de son périmètre.

Conseil d'administration

Comité des risques et de l'audit du Conseil

Comité exécutif

Comité des risques

Comité des engagements du Comité exécutif

Le Conseil d'administration

Le Conseil d'administration examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités, les risques et les mesures prises.

Le Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration

Le Comité des risques et de l'audit a pour mission de suivre, sous la responsabilité du Conseil d'administration, l'efficacité des systèmes de contrôle interne, de gestion des risques et d'audit interne. Quant aux risques liés aux engagements nucléaires de long terme, ils sont spécifiquement suivis par le Comité de suivi des engagements nucléaires.

Le Comité des engagements du Comité exécutif

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) examine les projets les plus significatifs par l'ampleur des engagements et/ou des risques encourus avant décision du Comité exécutif (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Le Comité des risques du Comité exécutif

Le Comité exécutif se réunit au moins deux fois par an en configuration Comité des risques. Il examine notamment la cartographie des risques du Groupe, le bilan des activités du contrôle interne et les activités d'audit (programme annuel, résultats). Il identifie les risques prioritaires du Groupe, partage leur stratégie de traitement et désigne les membres du Comité exécutif qui en sont les « *sponsors* ».

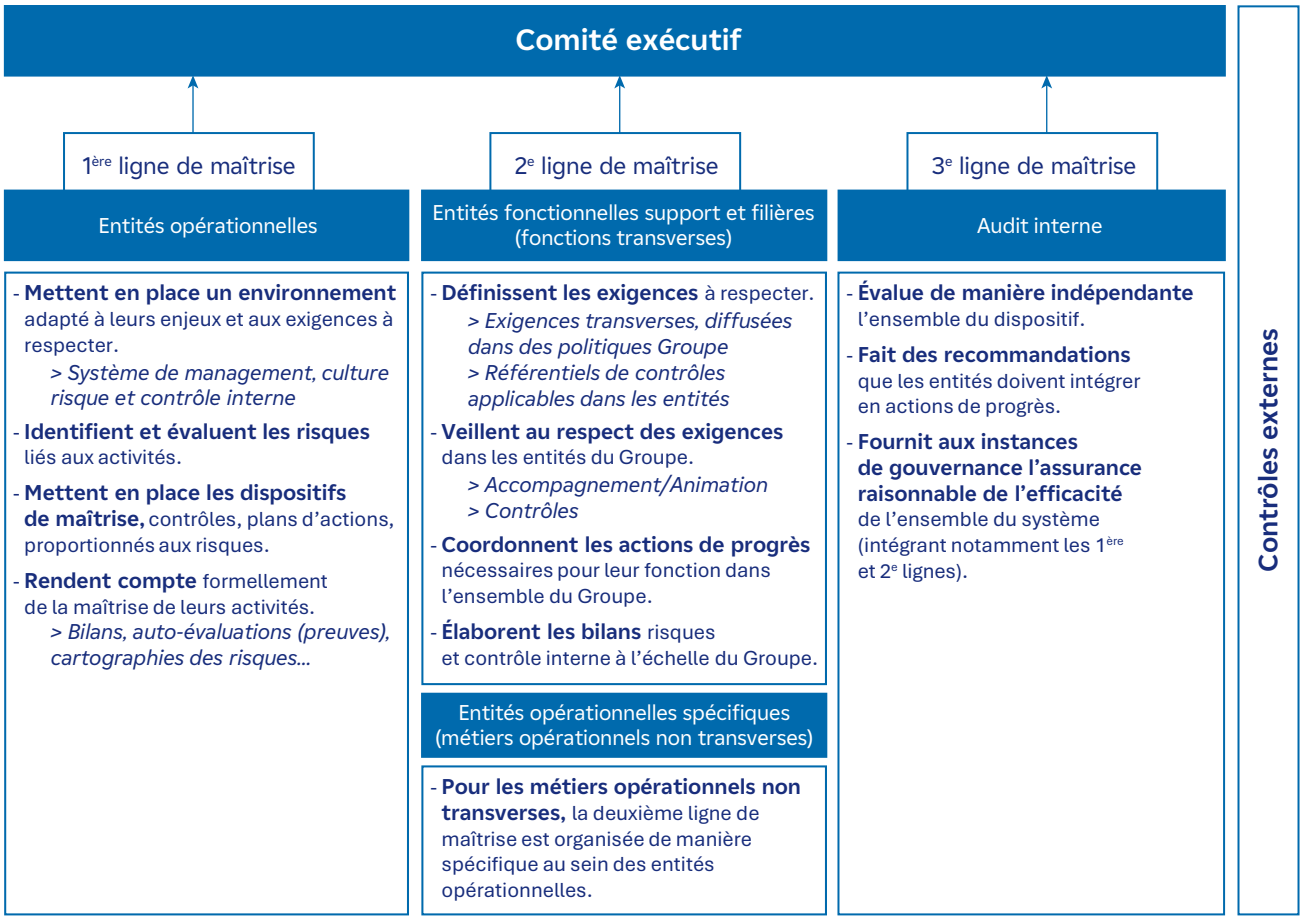
Périmètre

Concernant le périmètre contrôlé (hors filiales gestionnaires d'infrastructures régulées), ces finalités et principes sont mis en œuvre par les entités ou filiales, qui s'assurent elles-mêmes de leur mise en œuvre dans les entités ou filiales qu'elles contrôlent.

Concernant les filiales gestionnaires d'infrastructures régulées et les autres participations significatives, les représentants d'EDF au sein des instances de gouvernance s'assurent de la mise en place d'un dispositif de maîtrise des activités et des risques, d'une information régulière sur la cartographie des risques, le contrôle interne et les activités d'audit (programme et principaux résultats). Ils peuvent également s'assurer de l'efficacité et de la pertinence de chacun de ces dispositifs par un audit d'entité périodique. Les principes applicables font l'objet d'une adaptation pour les gestionnaires d'infrastructures régulées afin de garantir le respect des obligations relatives à leur indépendance de gestion.

2.1.2 Principes de mise en œuvre

L'ensemble du dispositif fondé sur les trois lignes de maîtrise permet d'apporter aux dirigeants et aux instances de gouvernance du Groupe une garantie adaptée à l'identification et la couverture des principaux risques.



1re ligne de maîtrise : conduite des opérations

Rapport de maîtrise des activités et des risques des entités

Chaque entité du Groupe (68 entités en 2025, couvrant le périmètre d'EDF et des filiales contrôlées) élabore un rapport annuel de maîtrise de ses activités et de ses risques, fondée sur une autoévaluation de leur dispositif de contrôle interne. Chaque rapport donne lieu à un engagement validé du Directeur de l'entité sur le niveau de maîtrise atteint, incluant si nécessaire un plan d'action.

Les autoévaluations des entités rendent compte :

- de la maîtrise de leurs activités « métiers », en cohérence avec leur cartographie des risques ;
- du respect des exigences des domaines transverses, provenant des politiques Groupe, recensées dans le référentiel de contrôle interne actualisé chaque année. Cela comporte notamment les exigences relatives au contrôle interne comptable et financier, en cohérence avec le cadre de l'AMF (voir la section 2.1.3.5 « Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier »).

Cartographies des risques des entités

Les entités et filiales produisent annuellement une cartographie des risques sur la base d'une méthodologie commune au Groupe. La démarche de construction de la cartographie des risques des entités repose sur :

- le principe de responsabilité du management ;
- une typologie des risques incluant les risques de toutes natures, opérationnels, politiques et régulatoires, financiers ou stratégiques ;
- une méthode d'évaluation qualitative :
  - de l'impact (évaluation multi-critères, incluant les conséquences internes et les conséquences externes des risques),
  - de la probabilité,
  - du niveau de maîtrise de chaque risque ;
- des plans d'action de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité sous la responsabilité du management.

De nombreux échanges entre la Direction des Risques Groupe et les entités et filiales ont pour but de réinterroger la pertinence des risques, leur évaluation ainsi que la robustesse des actions de maîtrise engagées.

Méthodes et outils : en appui de ces démarches, des documents méthodologiques et outils sont mis à disposition des entités et filiales :

- un guide méthodologique d'analyse de risques ;
- un référentiel de contrôle interne (guide de contrôle interne et trame détaillée d'autoévaluation) ;
- un progiciel nommé ICAR (basé sur l'outil Acuredge du groupe Iskera) permettant de rendre compte de leur cartographie des risques, leur autoévaluation de contrôle interne et du suivi de leurs plans d'action.

2e ligne de maîtrise : gestion des risques et maîtrise des activités

Pour les sujets transverses, la deuxième ligne est composée des fonctions d'appui du Groupe en charge d'animer et de coordonner la mise en œuvre des politiques Groupe qu'elles portent.

Politiques Groupe (la liste ci-après décrit les thèmes couverts par les politiques et instructions associées) :

- **Pilotage & Fonctionnement :**
  - principes de fonctionnement/maîtrise des risques et contrôle interne,
  - gouvernance des filiales et participations,
  - management de projet du groupe EDF,
  - gestion de crise et continuité d'activité ;
- **Politique Éthique & Conformité** et instructions associées ;
- **Sûreté & Sécurité :**
  - sûreté nucléaire,
  - sécurité du patrimoine face à la malveillance ;
- **Politique Responsabilité sociétale d'entreprise ;**
- **Ressources humaines :**
  - santé et sécurité,
  - rémunération et avantages sociaux,
  - talents,
  - experts,
  - développement des compétences en France,
  - mobilité Groupe ;
- **Politique Fournisseurs et Achats** et instructions associées ;
- **Immobilier & Services généraux :**
  - voyages Groupe,
  - immobilier tertiaire France ;
- **Politique Pilotage des risques juridiques du Groupe** et instructions associées ;
- **Finance & Marchés** et instructions associées :
  - pilotage de la performance économique et financière,
  - financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers,
  - engagements,
  - risques marchés énergies,
  - fiscalité et douane,
  - assurances,
  - reporting comptable et financier et instruction associée ;
- **Communication :**
  - communication/relations institutionnelles/partenariats,
  - communication financière ;
- **Systèmes d'information & Transformation numérique :**
  - gouvernance des SI,
  - gestion de la donnée,
  - sécurité des SI.

La filière « Risques, contrôle interne, crise » (RCIC) a été mise en place en 2024 en application d'une évolution de la politique « Principes de fonctionnement/maîtrise des risques et contrôle interne ». L'animation fonctionnelle de cette filière est assurée par la Directrice de la Direction des Risques Groupe. Elle comprend les représentants des domaines risques, contrôle interne, risques marchés, risques financiers et gestion de crise/continuité d'activité des entités, des filiales et de la Direction des Risques Groupe. La mission principale de la filière RCIC est de prescrire, conseiller, contrôler et animer la gestion des risques, du contrôle interne et des crises, à tous les niveaux du Groupe, dans une logique de subsidiarité et de responsabilité pour la mise en œuvre des actions.

Cartographie des risques Groupe

La cartographie des risques du Groupe comprend :

- des risques liés à la performance opérationnelle du Groupe ainsi qu'à la maîtrise de ses grands projets ;
- des risques spécifiques aux activités nucléaires du Groupe ;
- des risques associés au contexte politique et régulatoire et aux enjeux juridiques ;
- des risques financiers et de marchés ;
- des risques stratégiques, ou liés à la transformation du Groupe.

Ces risques sont synthétisés et décrits à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ». En complément, certains risques sont détaillés au chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance », en particulier les risques liés aux enjeux climatiques et environnementaux, au devoir de vigilance et à la santé et à la sécurité des personnes.

Sur la base des cartographies des risques et des rapports de maîtrise des activités élaborées par les entités et filiales du Groupe (1re ligne de maîtrise), complétés par des examens croisés avec la 2e ligne de maîtrise et avec la Direction de l'Audit interne, la Direction des Risques Groupe élabore la cartographie consolidée des risques majeurs. Cette cartographie, complétée par le bilan d'ensemble du contrôle interne, permet aux dirigeants et aux organes de gouvernance de disposer d'une vision consolidée, priorisée, régulièrement mise à jour, des risques majeurs et de leur niveau de contrôle. Cette cartographie fait l'objet d'une validation par le Comité des risques et d'une présentation au Conseil d'administration après examen par le Comité des risques et de l'audit.

Articulation des démarches risques, CSRD et devoir de vigilance : La démarche multi-critères d'évaluation des risques, portant tant sur les conséquences internes qu'externes des risques, permet d'assurer une bonne cohérence entre la cartographie des risques du Groupe (voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »), le volet risques du Plan de vigilance et les analyses de double matérialité (voir le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance »).

3e ligne de maîtrise : la filière audit du Groupe

La filière audit du Groupe est constituée de l'ensemble des moyens d'audit interne du Groupe. En application d'une décision du Président-Directeur Général, l'animation de cette filière est assurée par le Directeur de l'Audit Groupe. Elle comprend la Direction de l'Audit Interne (« DAi » rattachée au Secrétaire Général) et des équipes d'audit propres à chacune des principales filiales françaises et étrangères. Les relations entre la DAi et les équipes d'audit des gestionnaires d'infrastructures régulées, de même que leurs prérogatives respectives sont définies afin de garantir le respect du principe d'indépendance de gestion. La DAi assure une animation fonctionnelle de la filière. À fin 2025, la filière audit du Groupe est composée d'environ 70 équivalents temps plein.

Normes de fonctionnement pour ce qui concerne EDF et les filiales contrôlées

La DAi applique les normes internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors* et en contrôle le respect.

Les missions, pouvoirs et responsabilités des auditeurs ainsi que les droits et devoirs des audités sont définis dans une charte. Celle-ci rappelle les principes fondamentaux de l'audit, les modalités d'établissement du programme, la typologie des missions d'assurance qui lui sont confiées, ainsi que les devoirs des audités et des auditeurs. Elle comporte un code de déontologie applicable à la filière qui a pour but de promouvoir une culture éthique, et rappelle que l'auditeur doit respecter et appliquer certains principes fondamentaux pertinents pour la profession et la pratique de l'audit interne.

La DAi bénéficie d'un accès direct au Président-Directeur Général. Elle rend compte des missions au Comité des risques et de l'audit qui donne un avis sur l'audit interne fondé sur les risques, prend connaissance de la réalisation des audits et vérifie l'adéquation entre la charge et les ressources dédiées à l'audit interne.

Les auditeurs sont formés à une même méthodologie, conforme aux normes internationales et évalués à la fin de chaque mission. Les processus de la DAi sur l'ensemble des activités (de la définition du programme d'audit jusqu'au suivi des plans d'action) susvisées sont décrits et pilotés. La filière audit interne se soumet régulièrement volontairement à une évaluation externe par un auditeur certifié. La dernière évaluation réalisée en 2024 a attesté que la fonction d'audit interne continue de respecter les normes internationales pour la pratique professionnelle de l'audit interne. Cette conformité est le résultat d'un suivi rigoureux des procédures d'audit, d'évaluations régulières et de l'intégration continue des meilleures pratiques recommandées.

Modalités de fonctionnement

La filière audit du Groupe effectue des audits des entités et des filiales contrôlées, des *Business units*, des projets et des fonctions, politiques ou risques transverses. Ces audits comprennent l'examen de la robustesse du contrôle interne et sont effectués tous les trois à cinq ans selon leur significativité. La DAi est la seule entité compétente pour réaliser les audits transverses *corporate* de BU/projets alors que les Directions d'Audit des filiales effectuent uniquement les audits de leur périmètre.

Le programme d'audit est élaboré à partir de la cartographie des risques du Groupe, et s'intègre dans les axes stratégiques d'Ambitions 2035.

Tous les audits donnent lieu à des recommandations qui, après validation par les audités et leur management, font l'objet de plans d'action de leur part. Ces plans d'action sont transmis pour avis à la DAi, qui, par la suite, en assure le suivi, ce dernier commençant, au plus tard six mois après la diffusion du rapport d'audit.

Un rapport de synthèse semestriel récapitule, en particulier, les principaux constats d'audit *corporate* et le suivi des plans d'action. Ce rapport est présenté par la DAi au Président-Directeur Général, au Comité exécutif, puis au Comité des risques et de l'audit et au Conseil d'administration.

Les contrôles externes

Le groupe EDF est soumis au contrôle de l'AMF. Par son statut de société détenue par l'État, EDF est également soumis aux contrôles de la Cour des comptes, des contrôleurs économiques et financiers de l'Inspection des finances et des Commissions des affaires économiques ou de Commissions d'enquête *ad hoc* de l'Assemblée nationale et du Sénat.

Conformément à la loi, les Commissaires aux comptes certifient les états financiers annuels (comptes sociaux et comptes consolidés) et effectuent un examen limité sur les comptes consolidés semestriels résumés du Groupe. Leur rapport sur les comptes annuels inclut les vérifications sur les informations sur le gouvernement d'entreprise requises par l'article L. 225-37 alinéa 6 du Code de commerce.

Compte tenu de son activité, EDF fait également l'objet de contrôles, en France, par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et par l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR).

2.1.3 Les principaux programmes de maîtrise des activités

Les programmes de maîtrise des activités sont mis en place pour sécuriser l'atteinte des exigences énoncées dans les politiques Groupe validées en Comité exécutif (voir la section 2.1.2 « Principes de mises en œuvre ») et sélectionnés en fonction des risques majeurs.

2.1.3.1 Le programme Éthique et Conformité Groupe

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants (voir la section 3.4 « Informations sur la conduite des affaires ») :

- la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) édicte les principales règles que les Dirigeants doivent impérativement connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de leur entité. La PECG est complétée par des notes d'instruction et des guides supports destinés à appuyer son déploiement dont notamment l'évaluation des tiers, la déontologie financière, la protection des données personnelles, la lutte contre la fraude, l'encadrement des cadeaux et invitations, la prévention des conflits d'intérêts et le devoir de vigilance. La PECG est la référence *supra* au Code de conduite éthique et conformité, actualisable en fonction des nouvelles réglementations applicables, et soumis à audit ;
- le Code de conduite éthique et conformité est décliné dans les règlements intérieurs des entités et constitue le document de référence en matière de prévention de la corruption. Il s'applique à tous les salariés d'EDF SA (exigences de la loi Sapin II) ;
- la note d'instruction d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance du groupe EDF permet aux salariés et collaborateurs extérieurs ou occasionnels du Groupe ainsi qu'aux tiers d'effectuer des signalements relevant de la loi « Sapin II » du 9 décembre 2016, relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la

vie économique, de la loi « Devoir de vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre, ou relevant du Code du travail (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

2.1.3.2 Le programme Cybersécurité et Protection du patrimoine

Depuis plusieurs années, le groupe EDF s'est doté d'un programme cybersécurité et protection du patrimoine décliné sur la base des politiques sécurité du patrimoine face à la malveillance et sécurité des systèmes d'Information. Le risque cybersécurité est maintenu à un niveau de criticité « fort » (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1C « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber »).

2.1.3.3 Le programme sécurité santé

Le programme sécurité santé du groupe EDF est décrit dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

2.1.3.4 Approbation des engagements

La politique Engagements du groupe EDF fixe le cadre des décisions d'engagements en termes de pilotage, de gouvernance et de contrôle. Cette politique s'applique à tous les projets d'engagement, quel que soit leur montant pour les entités d'EDF et ses filiales, hors filiales régulées et dans le respect de la gouvernance des sociétés cotées. Avant chaque décision d'engagement, les projets proposés sont accompagnés d'une analyse de risques selon un référentiel méthodologique à disposition de l'ensemble du Groupe. Les projets d'engagements sont examinés, lorsqu'il y a lieu, par le Conseil d'administration (voir les sections 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration » et 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2025 »).

Les projets stratégiques (au-delà des seuils définis dans la politique Engagements) sont examinés par le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG).

Les projets de cessions stratégiques font l'objet d'une instruction séparée et sont supervisés par le Comité des cessions.

2.1.3.5 Fiabilité de l'information financière – contrôle interne comptable et financier

Le groupe EDF a organisé la maîtrise des risques financiers autour des fonctions suivantes :

Pilotage de la performance, reporting avec pour principales missions :

- contribuer au pilotage de la performance des entités du Groupe ;
- contribuer au suivi du budget des directions et filiales contrôlées ;
- élaborer et diffuser des méthodes et processus de gestion financière, développer la culture de gestion au sein du Groupe ;
- piloter les processus du cycle de gestion, en assurer la synthèse et proposer des arbitrages aux directions et filiales ;
- élaborer les trajectoires financières à moyen et long termes, pour contribuer à une correcte allocation de ressources.

Comptabilité :

- établir les comptes sociaux d'EDF ;
- établir les comptes consolidés du Groupe ;
- assurer la conformité de la comptabilité ;
- animer le dispositif contrôle interne comptable et financier du Groupe.

Fiscalité :

- garantir la cohérence des pratiques fiscales dont les exigences sont détaillées dans la politique Fiscalité Groupe ;
- s'assurer de la bonne exécution des obligations légales et déclaratives en matières fiscale et douanière ;
- s'assurer du suivi comptable, de la position fiscale différée ainsi que de la justification périodique des comptes ;
- identifier et maîtriser les risques fiscaux du Groupe.

Financement et Investissements :

- coordonner les actions inhérentes au bilan et au résultat financier du Groupe avec notamment pour objectif de maîtriser l'exposition des actifs de couverture, de la dette, et de l'ensemble du bilan du Groupe aux risques financiers ;
- la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF s'applique au portefeuille des actifs dédiés dont la gestion est assurée par la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance. La Direction des Risques Groupe rédige un mandat de risques annuel et des cadres de travail spécifiques qui définissent les principes de gestion des risques et les limites de risque admissibles pour ce portefeuille ;
- gérer les investissements et les opérations d'acquisitions et de cessions. Instruire les projets d'investissement présentés en CECEG pour anticiper les impacts et fiabiliser les trajectoires financières sur le bilan et le compte de résultat du Groupe tel que défini par la politique Engagements ; en assurer le suivi au travers de revues de portefeuille ;
- assurer le financement du Groupe selon la politique Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers ;
- vérifier l'application des principes de la politique Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers. Le contrôle des positions de la salle des marchés en charge de la gestion de la trésorerie est réalisé par la Direction des Risques Groupe. Pour ces activités, un système d'indicateurs et de limites de risque vérifiés quotidiennement est en place. Le Comité Marchés et Financements vérifie et examine trimestriellement, le cas échéant, les demandes de dérogations aux cadres de travail ainsi que les demandes d'investissement dans de nouveaux produits financiers ;
- la politique Financement, trésorerie et maîtrise des risques financiers demande aux entités du Groupe une identification continue et systématique des risques financiers (en particulier : liquidité, taux, change, contrepartie). La Direction des Risques Groupe exerce un contrôle de 2e niveau de ces risques.

Référentiels

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF sont conformes aux normes internationales telles que publiées par l'*International Accounting Standards Board* (IASB) et approuvées par l'Union européenne. Ces normes internationales comprennent les normes IAS (International Accounting Standards), IFRS (International Financial Reporting Standards) et les interprétations SIC et IFRIC. Les règles et méthodes comptables sont précisées dans le manuel des principes comptables du Groupe et synthétisées dans l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Les principes applicables en matière d'élaboration et de remontée à la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance du Groupe des informations comptables et financières sont définis dans la politique Reporting comptable et financier et de durabilité. Les dispositions spécifiques de contrôle interne sont décrites dans l'instruction Groupe Contrôle interne comptable et financier. Les objectifs de contrôle à mettre en œuvre dans les entités sont précisés et mis à jour chaque année dans le Guide de contrôle interne du Groupe, et sont évalués par les entités dans leurs rapports d'autoévaluation du contrôle interne.

En matière de qualité comptable, un référentiel d'indicateurs normés est prescrit aux Directions d'EDF par la Direction Transformation Finance Comptabilité Fiscalité. Il permet de mesurer, par processus, les points de conformité de l'information comptable. Un suivi périodique du résultat de ces indicateurs est effectué en cours d'année.

Concernant les filiales, chacune est responsable de la mise en œuvre de l'instruction Groupe Contrôle interne comptable et financier.

Les Directeurs Gestion Finance des Directions Métiers et Filiales sont membres du Comité de direction des entités auxquelles ils appartiennent. À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, ils sont nommés et évalués conjointement par le management opérationnel et le management de la filière Finance. Chaque Directeur Opérationnel ou Fonctionnel d'EDF co-signe avec son Directeur Gestion Finance une lettre d'affirmation sur l'exhaustivité de l'information comptable dont il a la responsabilité. Cette lettre est adressée, deux fois par an dans le cadre de la publication des comptes, à la Direction de la Performance Impact Investissement Finance. Par ailleurs, chaque Directeur Opérationnel ou Fonctionnel d'EDF s'engage annuellement sur la qualité du dispositif de Contrôle Interne Comptable et Financier de l'entité dont il est responsable, et sur les objectifs d'amélioration envisagés pour la période à venir, dans une lettre d'engagement adressée au Directeur Transformation Finance Comptabilité Fiscalité. En retour, chaque Directeur reçoit une lettre d'appréciation de la qualité comptable et fiscale de son entité signée du Directeur Transformation Finance Comptabilité Fiscalité.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes consolidés

Les comptes consolidés sont établis par la Division Consolidation de la Direction du Pilotage de la Trajectoire, de la Performance et du Reporting Groupe à partir des données saisies localement par chaque entité (entités de la maison mère et filiales) conformément aux normes du Groupe et aux instructions d'arrêté.

Le périmètre de consolidation est arrêté après recensement de toutes les entreprises contrôlées, co-contrôlées ou sous influence notable revêtant un caractère significatif (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 »).

Les comptes consolidés semestriels et annuels sont examinés par le Comité des risques et de l'audit et arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF. Les comptes consolidés annuels sont soumis à l'approbation de l'Assemblée générale.

Les prévisions et le réalisé de gestion sont élaborés au moyen d'un référentiel unique partagé. Il facilite le dialogue à tous les niveaux de l'organisation et contribue à la qualité des informations produites.

Procédures d'établissement et de contrôle des comptes sociaux

Les comptes sociaux sont établis par la Division Comptes Maison Mère de la Direction Transformation Finance Comptabilité Fiscalité. La comptabilité transactionnelle d'EDF est majoritairement confiée au Centre de services partagés comptabilité & conseil (CSP2C) de la Direction des Services Tertiaires [1].

Des réunions préparatoires à la clôture des comptes sont organisées avec les Directions d'EDF pour anticiper certains traitements comptables et fiabiliser l'information comptable et financière publiée.

Les comptes sociaux annuels, clos le 31 décembre de l'exercice, sont arrêtés par le Conseil d'administration d'EDF et soumis à l'approbation de l'Assemblée générale.

2.1.3.6 La gestion de crise et continuité d'activité

En cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe.

Pour faire face à ce risque, EDF a établi une politique Gestion de crise et Continuité d'activité définissant les principes d'organisation ainsi que le dispositif nécessaire à sa mise en œuvre. Cette politique consiste notamment à :

- s'assurer de l'existence de structures de gestion de crise et de dispositifs permanents de remontée des alertes ;
- vérifier l'existence et la mise à jour régulière de procédures de gestion de crise pertinentes, au regard des risques encourus ;
- définir, pour les périodes de crise, les modalités de coordination avec les parties prenantes ;
- s'assurer de l'existence et de la mise à jour de plans de continuité d'activité au sein de chaque entité en prenant en compte les retours d'expérience des crises et exercices de crise ;
- vérifier la mise en œuvre d'actions de professionnalisation pour les acteurs de la crise.

Les crises, qui se succèdent et se superposent avec des impacts locaux (tempête Ciaran, cyclone Garance) et internationaux (poursuite des sanctions en lien avec le conflit russo-ukrainien, conflit israélo-palestinien) mettent à l'épreuve l'application de cette politique robuste. Un programme d'exercices de crise permet de tester régulièrement l'efficacité de ces dispositifs. En conséquence, le corpus documentaire a été renforcé, notamment sur l'exhaustivité des sujets et leur niveau de profondeur à traiter dans les plans de continuité d'activité, avec :

- une nouvelle version du Plan pandémie en 2022 intégrant le retour d'expérience du Covid-19 ;
- un travail de coordination permettant d'assurer la cohérence entre le Plan de continuité d'activité des métiers et le Plan de continuité d'activité SI, poursuivi par la conduite d'un exercice cyber en 2023 et la mise en place d'une nouvelle organisation de crise numérique ATHENA en 2025 ;
- une analyse du *black-out* en Espagne pour comprendre les raisons des fluctuations importantes d'offre et de demande qui peuvent fragiliser les réseaux et s'en prémunir ;
- la préparation à des contextes particuliers susceptibles d'impacter la continuité d'activité et la mise en œuvre de plans d'actions dédiés (par exemple, aux Jeux olympiques et paralympiques de Paris de 2024).

(1) Le CSP2C n'assure aucune prestation comptable pour la Division Combustible Nucléaire de la Direction du Parc Nucléaire et Thermique, le Pôle RH One de la Direction des Ressources Humaines Groupe au titre de la comptabilité de la paie, la comptabilité financière d'EDF SA.

2.1.3.7 Assurances

Pour assurer la protection du patrimoine et limiter les conséquences de certains évènements sur sa situation financière, le groupe EDF s'est doté de programmes d'assurances dédiés à la couverture de ses principaux risques en matière de dommages aux biens, de responsabilité civile et d'assurances de personnes. Étant précisé que, les risques nucléaires font l'objet d'un régime de responsabilité civile dérogatoire décrit ci-dessous.

Organisation

La Division Assurances Groupe est responsable, dans le respect notamment de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, de l'élaboration de la politique Assurances du groupe EDF, du pilotage et du suivi de sa mise en œuvre dans le Groupe, afin d'optimiser le coût global de ses risques assurables [1].

Les Responsables Assurances des entités et des filiales contrôlées adhérant aux programmes Groupe veillent notamment à :

- s'assurer de l'exhaustivité des risques assurés ;
- formaliser les visites de prévention et le suivi des recommandations en découlant ;
- actualiser les valeurs et les activités déclarées ;
- analyser la sinistralité et participer à la gestion des sinistres.

Ces travaux, menés en étroite collaboration avec la Division Assurances Groupe, permettent d'améliorer en continu la qualité des informations sur les risques assurables au rythme des renouvellements des programmes et des visites de prévention.

Politique Assurances Groupe

Finalité : la politique Assurances précise les risques que le Groupe décide de transférer au marché et les principes généraux d'optimisation de ces transferts :

- massification des achats grâce à la mise en place de programmes d'assurances Groupe ;
- partage entre marchés traditionnels et autres types de couvertures ;
- franchises individuelles et Groupe ;
- optimisation des dépenses d'intermédiation.

Modalités de mise en œuvre :

Depuis 2011, un Comité d'orientations stratégiques assurances (COSA) nourrit la réflexion entre les métiers et la Division Assurances sur les évolutions et les modalités de mise en œuvre de la politique Assurances notamment les principales caractéristiques des programmes.

La Division Assurances Groupe et la Direction des Risques Groupe produisent annuellement l'analyse de la cartographie des risques au niveau du Groupe, complétée du dispositif de couverture assurantiel en place. À partir de cette vision partagée, EDF est en mesure d'améliorer et, le cas échéant, d'étendre les couvertures des risques assurables en cohérence avec les principes arrêtés par le Groupe en la matière.

Les programmes d'assurance Groupe ont vocation à intégrer le plus largement possible les filiales contrôlées, afin, d'une part, d'homogénéiser les couvertures de risques et d'en rationaliser la gestion et, d'autre part, de maîtriser les coûts d'assurance correspondants.

Les contrats d'assurance, suivant les pratiques du marché, comprennent des exclusions, des limites et des sous-limites.

Recours aux captives et aux mutuelles d'assurance

EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance et de diminuer le coût de ses programmes d'assurance.

Les captives du groupe EDF [2] sont les suivantes :

- Wagram Insurance Company DAC, société d'assurance qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- Océane Re, société de réassurance, qui participe à la majorité des programmes d'assurance du Groupe ;
- EDF est membre de la mutuelle d'assurance Everen en vue de faire face aux risques de dommages (hors réseaux aériens) sur les biens propres ou en concession du Groupe (EDF et ses filiales consolidées).

Le groupe EDF participe également à ELINI (European Liability Insurance for the Nuclear Industry), EMANI (European Mutual Association for Nuclear Insurance), NIRA (Nuclear Industry Reinsurance Association) et Blue Re, mutuelles d'exploitants nucléaires européens qui gèrent des couvertures dans ce domaine.

Assurances responsabilité civile (hors responsabilité civile nucléaire)

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile générale couvrant EDF, Enedis et leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de la responsabilité civile, hors dommages nucléaires, pouvant incomber aux entités dans le cadre de leurs activités à raison de dommages causés aux tiers.

Ces garanties sont achetées dans la limite des capacités disponibles à des conditions économiques acceptables sur les marchés de l'assurance et de la réassurance. Le plafond maximal de couverture est de 1 Md€.

Assurance responsabilité civile des mandataires sociaux

EDF dispose d'un programme d'assurance responsabilité civile des mandataires sociaux couvrant les dirigeants et mandataires sociaux d'EDF, d'Enedis et de leurs filiales contrôlées contre les conséquences pécuniaires de leur responsabilité civile dans le cadre de leurs fonctions.

Assurance dommages (hors biens nucléaires)

Programme dommages conventionnels

Le périmètre du programme dommages conventionnels comprend la quasi-totalité des filiales d'EDF et notamment EDF Energy, Edison, Dalkia et Enedis.

Wagram Insurance Company DAC ainsi que des assureurs et réassureurs apportent, en complément des couvertures Everen, des extensions de couverture de dommages aux biens et de pertes d'exploitation permettant de porter la limite maximale à 1 Md€.

Ce programme comprend, pour la plupart des filiales, une couverture des pertes d'exploitation en cas de dommage matériel, contrairement à EDF SA qui ne dispose pas de cette garantie.

Framatome a mis en place un programme d'assurances pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant toutes ses installations, hors celles participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 505 M€, avec une franchise n'excédant pas 0,5 M€ en dommages et 1 M€ en pertes d'exploitation.

EDF power solutions a mis en place des programmes d'assurances dédiés à ses actifs, couvrant les risques de dommages et de pertes d'exploitation.

(1) Risques transférables aux marchés de l'assurance.
(2) Framatome et EDF Energy disposent de leurs propres captives afin de répondre à leurs besoins propres de couverture.

Couverture des risques « construction »

EDF met en place des polices visant à couvrir les risques spécifiques à l'occasion des chantiers (polices Tous Risques Chantier et Tous Risques Montage Essai). Ces polices ne font pas partie d'un programme Groupe mais sont souscrites au cas par cas pour les chantiers importants, tels que les EPR (Hinkley Point C, travaux préparatoires de Penly...) ou les chantiers de construction ou de rénovation dans le secteur tertiaire.

Parallèlement, des contrats-cadres ont été souscrits pour couvrir, d'une part les chantiers portés par EDF Hydro, de maintenance ou de construction neuve, et d'autre part les chantiers d'Enedis, pour des constructions neuves, ou des travaux de rénovation, extension, adaptation ou modernisation de postes sources.

Couverture *Cyber risk*

Le Programme d'assurances Cyber apporte une garantie de 125 M€ à EDF et à ses filiales pour les frais nécessaires aux traitements de désordres majeurs occasionnés par une cyberattaque contre les systèmes d'information du Groupe.

Assurance spécifique aux activités d'exploitant d'installations nucléaires

Plusieurs conventions internationales régissent la responsabilité civile des exploitants d'installations nucléaires, notamment la Convention de Paris du 29 juillet 1960 sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et la Convention de Bruxelles du 31 janvier 1963, complémentaire à la Convention de Paris (ci-après les Conventions). La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité pour les dommages nucléaires : elle est objective (même en l'absence de faute), limitée en montant [(1)] et en durée, et canalisée sur l'exploitant nucléaire exclusivement. Ces Conventions s'appliquent aux pays signataires qui les ont ratifiées dont la France, le Royaume-Uni et la Suède.

Des protocoles portant modification des Conventions de Paris et de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004 et sont entrés en vigueur le 1er janvier 2022. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation plus importants que les conventions d'origine, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages indemnisables. L'état où se trouve l'installation nucléaire de l'exploitant responsable du dommage interviendra au-delà des 700 M€ à la charge de l'exploitant et jusqu'à 1 200 M€ (dans la mesure où cet État est partie à la Convention de Bruxelles). Au-delà de ce montant, les États parties à la Convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 M€. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passe de 10 ans à 30 ans à compter de la date de l'accident. La définition de « dommage nucléaire » évolue, et prend en compte outre les dommages aux personnes et aux biens les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certains autres préjudices résultant de la dégradation de l'environnement.

Ces conventions prévoient également une obligation de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés (à l'exception des pays ayant opté pour une responsabilité civile nucléaire illimitée), en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette garantie financière peut-être sous la forme de l'assurance.

En France, les obligations en termes de responsabilité civile des exploitants nucléaires ont été transposées dans le Code de l'environnement. Ainsi, les limites de la responsabilité civile des exploitants nucléaires sont fixées à 700 M€ pour les dommages nucléaires causés par chaque accident nucléaire (70 M€ pour les installations à risques réduits) et à 80 M€ en cas de transport de substances nucléaires pour un même accident nucléaire [(2)].

EDF a mis en place une couverture assurantielle « Programme d'assurance Responsabilité civile nucléaire » permettant au Groupe de répondre aux obligations découlant de la Convention de Paris révisée, tout en maîtrisant leur impact financier. Elle est ainsi répartie entre le marché de l'assurance nucléaire (AXA, réassurée par Assuratome, *pool* nucléaire français), les captives du Groupe et la mutuelle nucléaire ELINI.

Au Royaume-Uni, EDF Energy a mis en place un programme satisfaisant aux exigences de la Convention de Paris révisée, souscrit auprès du *pool* britannique NRI, des captives du Groupe et de la mutuelle nucléaire ELINI. Il est à noter que la responsabilité des exploitants britanniques ainsi que les obligations de garantie financières correspondantes sont portées progressivement, sur une période de cinq années, à compter du 1er janvier 2022, de 700 M€ à 1 200 M€ (soit la tranche à la charge de l'État de l'installation nucléaire responsable dans le cadre de la Convention de Bruxelles).

Couverture des dommages aux installations nucléaires

Les couvertures découlant de la participation d'EDF à la mutuelle Everen apportent une protection contre les dommages matériels en zone froide, en dehors des conséquences d'un accident nucléaire, de 60 % de 450 M$ en excédent d'une franchise de 15 M$, tant en France qu'au Royaume-Uni.

Le dispositif assurantiel couvrant les installations nucléaires est le suivant :

- en France, la protection apportée par Everen est complétée par celle de Wagram Insurance Company DAC à hauteur de 40 %. Les conséquences d'un accident conventionnel ou nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, sont couvertes par une assurance faisant appel à la mutuelle nucléaire EMANI, Northcourt, Axa et Allianz (réassurés par Assuratome) jusqu'à un plafond de 1 Md€ en excédent de l'assurance Everen/Wagram Insurance Company DAC ;
- au Royaume-Uni, la protection d'Everen est complétée pour les conséquences d'un accident nucléaire, y compris les frais de décontamination du site, par un programme d'assurance d'une capacité définie en fonction de la technologie et du statut des centrales allant jusqu'à 1 Md£ fournie par la mutuelle nucléaire EMANI, le *pool* nucléaire britannique NRI et Northcourt qui regroupe des assureurs britanniques spécialisés.

Framatome est assurée auprès de la mutuelle EMANI pour les dommages et pertes d'exploitation consécutives affectant les installations participant à la fabrication de combustible, à hauteur de 650 M€.

Primes

Le montant total des primes d'assurance du Groupe, tous types de couverture confondus, s'est élevé à 340 M€ en 2025.

(1) À l'exception des pays parties ayant opté pour une responsabilité illimitée (l'Allemagne, la Suisse, la Suède...).
(2) Articles L. 597-4 et L. 597-8 du Code de l'environnement.

2.2 Risques auxquels le Groupe est exposé

Le Groupe exerce son activité dans un environnement en forte évolution induisant de nombreux risques, de différentes natures : politiques, géopolitiques et régulatoires, stratégiques ou opérationnels. Certains sont exogènes, d'autres sont endogènes et inhérents à l'exercice des métiers du Groupe. Leurs conséquences peuvent porter sur les résultats opérationnels, la situation financière du Groupe et sa capacité à financer sa stratégie ou son développement. Elles peuvent aussi affecter ses parties prenantes internes ou externes, son environnement ou sa réputation.

Ci-dessous sont décrits les principaux risques spécifiques auxquels le Groupe estime être exposé, et les principales actions de maîtrise correspondantes, dans le respect du principe d'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures de réseaux. Pour les risques non spécifiques, l'absence de description dans cette section n'exclut pas pour autant leur prise en compte.

Les risques sont classés en cinq catégories décrites respectivement dans les sections 2.2.1 à 2.2.5 :

- la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » décrit les risques liés à la maîtrise des activités opérationnelles du Groupe dans ses différents projets industriels et activités. En particulier, cette section décrit le risque pour le Groupe relatif aux projets EPR, engagés ou futurs qui est un risque majeur ;
- la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », complète la section 2.2.1 pour les activités liées spécifiquement à l'activité nucléaire du Groupe ;
- la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques » décrit les risques liés aux évolutions des politiques publiques et de régulation dans les pays et territoires où le Groupe exerce ses activités ainsi que les risques juridiques auxquels le Groupe est exposé ;
- la section 2.2.4 « Risques financiers et de marché » décrit les risques induits par l'exposition sur les marchés de l'énergie sur lesquels opère le Groupe ainsi que ceux liés à l'évolution des marchés financiers et à la fiabilité de l'information associée ;
- la section 2.2.5 « Transformation du Groupe et risques stratégiques » décrit les risques liés à la capacité d'adaptation du Groupe, particulièrement sur le plan stratégique et des compétences, face aux besoins de transformation induits notamment par le changement climatique, les nouvelles concurrences, les évolutions technologiques et sociétales.

Tous les risques décrits dans ce document ont été retenus pour leur caractère significatif en termes d'importance de leur impact estimé pour le Groupe. De plus, ils font l'objet d'une hiérarchisation selon une approche qualitative de leur criticité, tenant compte conjointement de l'importance de l'impact potentiel pour le Groupe, de la probabilité d'occurrence et du niveau de maîtrise. La criticité est évaluée en tenant compte des dispositions existantes éprouvées (sans tenir compte des actions nouvelles engagées ou futures). Cette hiérarchisation aboutit à une échelle à trois niveaux pour l'ensemble des risques : la criticité peut être forte, intermédiaire ou modérée. Les catégories ne sont pas hiérarchisées entre elles.

En règle générale, le périmètre d'exposition est la France, la Belgique, l'Italie, le Royaume-Uni et tous les pays où le Groupe est présent. Lorsque le périmètre d'exposition est plus restrictif, celui-ci est précisé dans le tableau et dans la description du risque.

L'exposition au risque peut varier en fonction de la durée. L'impact potentiel de ces risques peut ainsi se situer à des horizons de temps très différents, du très court terme inférieur à l'année, du moyen terme à quelques années voire à un très long terme qui peut être de plusieurs dizaines d'années, selon la nature de l'activité industrielle.

Afin de maîtriser les risques, des dispositifs sont mis en place. Certains sont génériques pour l'ensemble des risques : contrôle interne, processus d'approbation des engagements (voir la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités ») ; d'autres sont spécifiques à chaque risque.

Articulation avec l'analyse de double matérialité. Il s'agit d'expliciter l'articulation entre les « risques » identifiés dans la présente section, et les « Impacts, risques et opportunités » (IRO) identifiés dans l'État de durabilité (voir la section 3.1.3 « Stratégie, impacts, risques et opportunités matériels et politique RSE »).

Certains risques de la présente section comportent des enjeux de RSE (environnement, social ou de gouvernance). En application de la méthodologie de cartographie des risques du Groupe évoquée à la section précédente, ils peuvent entraîner :

- des conséquences internes (ils sont assimilables aux « risques » selon le sens donné à ce terme par l'État de durabilité) ;
- des conséquences externes (ils sont assimilables aux « impacts » potentiels négatifs selon le sens donné à ce terme par l'État de durabilité).

Les analyses sont cohérentes : en résumé les IRO (risques ou impacts négatifs au sens de l'État de durabilité) représentent le détail des risques à enjeux RSE de la présente section.

Tableau des risques - numérotation, libellés et criticités

Le tableau qui suit comporte une synthèse de la correspondance entre les risques du présent chapitre et les IRO du chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance ».

La criticité est évaluée compte tenu des dispositions de maîtrise existantes.

Catégorie	Risque	Correspondance chapitre 3 (1)	Criticité
1. Performance opérationnelle	1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR	S1-S2-S3	■■■
	1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)	S1-S2-G1	■■■
	1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber	G1	■■■
	1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et prestataires)	S1-S2-S3	■■
	1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles	E4-S1-S2-G1	■■
	1F – Atteinte à la sûreté hydraulique	S1-S2-S3	■■
	1G – Risque de *black-out*	S4	■■
	1H – Risque d'insuffisance d'offre pour répondre à la demande au périmètre d'EDF	S4	■
	1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité	E1-E2-E3-E4-E5-S1-S2-S3	■
2. Risques spécifiques aux activités nucléaires	2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés	E5	■■
	2B – Maîtrise du cycle du combustible	S1-S2	■■
	2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire	S1-S2-S3	■■
3. Régulation des marchés, risques politiques et juridiques	3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH et post-ARENH	S4-G1	■■■
	3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques		■■
	3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité		■■
	3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité	S1-S2-S4-G1	■
	3E – Risque lié aux contentieux		■
4. Risques financiers et de marché	4A – Risque marchés énergies		■■■
	4B – Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe		■■
	4C – Risque marchés financiers		■■
	4D – Risque taux d'intérêt		■■
	4E – Risque d'accès à la liquidité		■■
	4F – Risque de contrepartie		■■
	4G – Risque de taux de change		■
5. Transformation du Groupe et risques stratégiques	5A – Adaptation des compétences	S1	■■
	5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition	E1-E3	■■
	5C – Capacité de transformation face aux ruptures	S1	■■
	5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme		■■

Criticité : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Cette colonne fait référence aux normes ESRS pour lesquelles au moins un IRO a été identifié en correspondance avec le risque, le cas échéant.

2.2.1 Risques liés à la performance opérationnelle

1A – Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR

CRITICITÉ : ■ ■ ■

a) Contexte

Dans le cadre de son activité, le Groupe est amené à réaliser, en tant que maître d'ouvrage et/ou maître d'œuvre, des projets qui présentent une grande complexité en particulier les projets EPR à Flamanville 3 en France (en phase d'essais de démarrage) (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation » paragraphe « Flamanville 3 ») et Hinkley Point C (HPC) au Royaume-Uni, (en cours de réalisation) (voir la section 1.4.5.1.2.5 « Le Nouveau Nucléaire », paragraphe « Hinkley Point C (HPC) »), ainsi que des projets à venir tels que les projets d'EPR2 en France (voir la section 1.4.1.1.3.1 « Préparation d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires EPR2 en France »). Ces projets représentent un risque majeur pour le Groupe en termes d'impact potentiel sur son bilan financier et de conséquences sur sa stratégie de développement. Ils requièrent des investissements importants et de longues procédures d'instruction et d'autorisations réglementaires.

Les autres projets d'ampleur du Groupe en cours sont :

- des grands projets liés au parc nucléaire existant (Grand Carénage voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1B « Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)) » et projets de déconstruction (voir la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires », risque 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés ») ;
- des projets d'ouvrages en mer pour les énergies renouvelables (éolien *offshore*) ;
- des projets hydrauliques à l'international.

b) Risques principaux

Risques transverses aux grands projets

Ces projets sont confrontés à de nombreux risques : techniques, opérationnels, économiques, réglementaires, politiques et environnementaux, de nature à les retarder, en accroître le coût, voire à les interrompre.

Risques de non-performance technique ou opérationnelle

Les risques techniques ou opérationnels qui pèsent sur les grands projets industriels complexes exposent le Groupe à des aléas significatifs dans la réalisation de ces projets ou dans leur exploitation. Ils pourraient avoir une incidence majeure sur les activités du Groupe, son résultat, la valeur de ses actifs, sa situation financière, sa réputation, son organisation et ses perspectives.

Des situations de non-respect d'engagements contractuels du Groupe peuvent aussi s'ajouter ou être la résultante de ces aléas.

Risques liés au financement et le cas échéant, au cadre régulatoire

Les projets de construction de nouveaux réacteurs, notamment en France ou au Royaume-Uni, nécessitent des investissements considérables, une organisation de marché appropriée et des conditions de financement et de revenus adéquats.

La mise en place des financements nécessaires pourrait, compte tenu des contextes économique, institutionnel ou d'avancement adéquats des projets en cours, être retardée ou remise en cause.

Risques externes – politiques et géopolitiques, procédures administratives

Tous ces projets sont de grande envergure et de longue durée. Ils impliquent de nombreux partenaires industriels et nécessitent en particulier des autorisations administratives, licences ou permis qui peuvent faire l'objet de contentieux, de retraits ou de retards d'obtention.

Ces risques sont exacerbés par un regain de tensions géopolitiques, voire par des conflits dans les pays où le Groupe mène des projets et des activités. Ils peuvent se manifester aussi par de potentielles sanctions internationales et mesures fiscales, à la suite de la mise en place de la nouvelle Administration américaine en janvier 2025 (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles »).

Risques liés aux enjeux RSE

Un très grand nombre de parties prenantes sont impliquées dans ces projets qui peuvent, par exemple, nécessiter d'être associés à des projets de développement territoriaux ou faire l'objet de difficultés d'acceptation par les populations locales. De plus, tous les grands projets sont exposés aux enjeux de respect des engagements du Groupe en matière de droits des travailleurs sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

Risques spécifiques aux principaux projets

Risques relatifs à l'EPR Flamanville 3 (France)

Le réacteur a atteint 100 % de sa puissance nominale (voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France » - « EPR de Flamanville 3 »), le 14 décembre 2025. Le programme d'essais se poursuit pour tester les matériels à pleine puissance et vérifier leur bon fonctionnement. Le 26 septembre 2026, le réacteur de Flamanville 3 sera mis à l'arrêt pour la réalisation de son premier arrêt pour maintenance, la Visite Complète n° 1. Cet arrêt réglementaire comportera près de 20 000 activités de maintenance. Cette opération fait partie intégrante du processus de mise en service. Elle permettra d'amener l'EPR au niveau de robustesse attendu pour les décennies à venir.

Risques relatifs aux EPR Hinkley Point C (Royaume-Uni)

La maîtrise de la conception et la mise sous contrôle des fabrications et des jalons majeurs du chantier de construction d'Hinkley Point C (HPC) conditionnent la rentabilité du projet et le financement des éventuels futurs projets au Royaume-Uni.

Les risques principaux jusqu'à terminaison du projet concernent :

- la capacité à sécuriser les compétences et ressources nécessaires à la construction et la mise en service ;
- la capacité d'assurer la livraison d'équipements qualifiés et leur installation conformément au calendrier des essais de mise en service ;
- les modalités organisationnelles permettant d'atteindre les taux de montage électro-mécaniques requis ;
- les mouvements sociaux et les arrêts de travail en lien avec l'évolution et l'augmentation de la main-d'œuvre sur site ;
- la capacité à résoudre les problèmes de qualité afin de permettre la livraison des équipements et les montages électro-mécaniques dans les délais impartis ;
- la gestion de la configuration technique et de la documentation pour respecter le calendrier de mise en service ;

- la capacité à gérer efficacement les problèmes de *supply chain* dus au climat géopolitique et macroéconomique ;
- les menaces croissantes et en perpétuelle évolution en matière de cybersécurité, la résilience et la capacité à réagir aux évènements.

En appui des actions de maîtrise de ces risques, le Groupe, notamment :

- renforce les équipes avec des personnes expérimentées ;
- fortifie le consortium d'entreprises pour les montages électro-mécaniques ;
- réorganise le chantier géographiquement pour favoriser l'accès du matériel ;
- met en œuvre davantage de préfabrications.

Par ailleurs, les besoins de financement du projet HPC excédant l'engagement contractuel des actionnaires (committed equity), ces derniers ont été appelés à allouer des fonds propres additionnels (voluntary equity). Le Groupe contribue seul aujourd'hui au financement (voluntary equity) et cherche activement des solutions de financement jusqu'à la mise en service commerciale d'HPC.

La rentabilité et le financement du projet HPC sont sensibles :

- à des retards dans la construction ou des difficultés de mise en service commerciale des unités de l'EPR d'HPC pouvant entraîner des coûts additionnels, sachant qu'un dépassement au-delà du 31 octobre 2036 pourrait entraîner la perte de la protection de revenus dont bénéficient ces ouvrages via le Contrat pour différence (CfD) (voir la section 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire ») ;
- à l'inflation, et l'évolution des prix du marché de l'électricité au-delà de la durée du Contrat pour différence (CfD) ;
- au taux de change entre la livre britannique et l'euro.

La non-contribution par CGN en *voluntary equity* pourrait impliquer de possibles financements alternatifs en dette ou *equity* pouvant modifier la rentabilité d'EDF (risque de dilution).

Risques relatifs au renouvellement du parc en France (EPR2)

En France, l'absence ou le retard dans l'obtention du financement et des autorisations nécessaires pour poursuivre le développement du réacteur EPR2 pourraient impacter la situation financière du Groupe. Tout report du lancement du projet risquerait d'entraîner des interruptions dans les activités d'ingénierie, des difficultés à maintenir les compétences et à mobiliser la chaîne d'approvisionnement, ce qui nuirait à la maîtrise industrielle et à la performance globale du programme.

L'enjeu majeur consiste à réunir les conditions permettant la décision d'engager le programme, ainsi qu'à définir le cadre juridique et financier nécessaire à sa réalisation.

Pour atteindre cet objectif, plusieurs actions ont été engagées :

- consolidation des estimations de coûts et du planning sur la base d'un design suffisamment mature ;
- renforcement de la stratégie industrielle dans une approche partenariale avec nos principaux fournisseurs ;
- envoi de la notification à la Commission européenne pour le dispositif de structuration du programme conformément à la réglementation sur les aides d'État ;
- obtention des autorisations administratives dans un calendrier compatible avec celui du programme.

Une fois le projet lancé la trajectoire financière d'EDF et la rentabilité du projet pour EDF seront exposés au risque de maîtrise des coûts et du planning de construction.

Risques relatifs aux EPR Sizewell C (Royaume-Uni)

Le risque du Groupe en tant qu'actionnaire de Sizewell C non contrôlant est limité à son engagement de financement plafonné à 1,1 Md£. En tant que fournisseur du design, de la chaudière et de la turbine, le Groupe porte les risques qui lui incombent en application des clauses contractuelles et dans les limites définies par celles-ci.

Ce chantier contribuera à pérenniser les compétences, à capitaliser sur le retour d'expérience et à générer des effets d'échelle au profit du programme EPR2 en France.

c) Actions de maîtrise

Nouvelle organisation des activités nucléaires

Les deux évolutions majeures dans l'organisation (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire ») sont :

- le renforcement de la maîtrise d'ouvrage nouveau nucléaire positionnée au niveau du Comité exécutif au sein d'une direction directement rattachée au Président-Directeur général. La maîtrise d'ouvrage assure le pilotage stratégique des programmes nouveau nucléaire et garantit l'atteinte des résultats – sûreté, qualité, coûts et délais des projets ;
- le renforcement de la maîtrise d'œuvre nouveau nucléaire et la Direction *Supply Chain* dotant ainsi la maîtrise d'œuvre nouveau nucléaire des moyens pour réussir l'exécution du programme EPR2. La maîtrise d'œuvre pilote et assure la construction des grands projets nucléaires selon le cadre et les objectifs de sécurité, sûreté, qualité, délais et coûts, jusqu'au transfert aux équipes d'exploitation.

Actions de renforcement de la compétitivité

Le Groupe EDF s'est engagé pour améliorer la compétitivité des projets de nouveau nucléaire, notamment, par :

- des gains d'efficience de l'ingénierie et de l'usage de la donnée ;
- de standardisation des équipements et de préfabrications ;
- un plan de compétitivité avec les fournisseurs principaux.

Plan de vigilance et enjeux RSE

La maîtrise des projets prend en compte, conformément au plan de vigilance d'EDF, leurs impacts potentiels sur les droits humains, l'environnement, la santé et la sécurité sur l'ensemble de la chaîne de valeur, ainsi que les enjeux RSE de dialogue et de concertation avec les parties prenantes, d'éthique et de gestion responsable du foncier (voir le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance »).

1B – Non-respect des objectifs d'exploitation et/ou de poursuite de fonctionnement des parcs nucléaires (France et Royaume-Uni)

CRITICITÉ : ■ ■ ■

a) Contexte

En France, le parc de réacteurs nucléaires actuellement exploités par le Groupe est très standardisé (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation »). Le Groupe vise à poursuivre l'exploitation de son parc nucléaire en France significativement au-delà de 50 ans. Pour cela, le Groupe a élaboré un important programme de travaux, appelé « Grand Carénage ».

Au Royaume-Uni, le parc est composé de réacteurs avancés au gaz (RAG) et d'un réacteur à eau pressurisée (REP) de Sizewell B :

- pour le parc de réacteurs avancés au gaz, l'objectif est de poursuivre l'exploitation de Heysham 1 et Hartlepool jusqu'à 2028 et de Heysham 2 et Torness jusqu'à 2030 ;
- pour le réacteur à eau pressurisée (Sizewell B), l'objectif est de poursuivre son fonctionnement 20 ans supplémentaires après les 40 ans actuellement prévus (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »).

b) Risques principaux

La réalisation de l'un des risques décrits ci-dessous pourrait entraîner des coûts supplémentaires importants, une baisse de la production d'électricité, une baisse des revenus et un impact négatif sur la situation financière du Groupe et sur la valorisation de ses actifs nucléaires.

Parc nucléaire en France

- La standardisation du parc nucléaire a pour corollaire le risque d'un dysfonctionnement commun à plusieurs réacteurs (voir la section 1.4.1.1.2 « Production nucléaire d'électricité en France »).
- Le Groupe pourrait être confronté à des réparations génériques ou des modifications lourdes et coûteuses à effectuer sur tout ou partie du parc nucléaire. Des évènements ayant un impact sur le fonctionnement du parc ou sur sa production pourraient également survenir et entraîner un arrêt momentané ou la fermeture de tout ou partie de celui-ci.
- Pour chaque réacteur, lors des réexamens périodiques décennaux, EDF réalise des études et met en œuvre des modifications, en vue d'améliorer le niveau de sûreté et de démontrer l'aptitude de chaque réacteur à fonctionner 10 années supplémentaires. Après remise du rapport de conclusions du réexamen de chaque réacteur, l'ASNR prend position sur les dispositions prises par l'exploitant et peut édicter des prescriptions complémentaires.
- Des aléas peuvent concerner un retard dans l'instruction des autorisations requises pour l'engagement des opérations. Ils peuvent également concerner des retards de fabrication ou de livraison sur site de nouveaux équipements ou de réalisation des interventions sur les sites dans un contexte de forte densité d'opérations industrielles à mener concomitamment.
- Des risques d'écarts sur des composants, équipements ou parties d'équipements livrés par les prestataires et fournisseurs d'EDF (voir la section 7.1.5 « Litiges ») pourraient conduire à une justification ou correction des écarts et, le cas échéant, à des prolongations d'arrêts du parc nucléaire. EDF a mis en place un plan de prévention et de lutte contre les contrefaçons, les falsifications et les fraudes dans les usines de fabrication d'équipements destinés aux centrales nucléaires.
- La situation de forte modulation, rencontrée depuis 2024, pourrait entraîner des coûts supplémentaires de maintenance.

Parc nucléaire au Royaume-Uni

- Au Royaume-Uni, compte tenu de la technologie des réacteurs RAG et des règles de sûreté nucléaire applicables, EDF Energy pourrait ne pas obtenir de l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR) les autorisations nécessaires le moment venu pour exploiter ses réacteurs nucléaires existants jusqu'à la date de fin d'exploitation actuellement prévue (RAG) ou envisagée (REP de Sizewell B), ou pourrait obtenir ces autorisations à des conditions entraînant pour le Groupe des dépenses ou des investissements significatifs.

Autres parcs nucléaires

- Pour les réacteurs nucléaires où EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Belgique, Chine), le Groupe est également exposé financièrement à des risques. Le Groupe peut être amené à contribuer à hauteur de sa participation à des réparations ou modifications coûteuses à effectuer sur ces unités ou à des évènements pouvant avoir des impacts sur leur durée de fonctionnement, leur production ou leur disponibilité. Le Groupe est également exposé sur la valeur de ses actifs.

Autres risques

- Un accident nucléaire grave à l'extérieur du Groupe, mais ayant des conséquences étendues dans le monde pourrait entraîner de la part des autorités de sûreté de nouvelles exigences de mise à niveau des réacteurs et applicables aux réacteurs du Groupe, et à ceux dans lequel le Groupe dispose d'une participation.

c) Actions de maîtrise

Les plans d'actions sont portés par les équipes opérationnelles d'ingénierie et d'exploitation du parc nucléaire.

En France, notamment, elles s'inscrivent dans le cadre du projet START 2025 et du Programme Grand Carénage (voir la section 1.4.1.1.2.1 « Le parc nucléaire d'EDF en France et son exploitation ») et dans le cadre de la nouvelle organisation des activités nucléaires (voir la section 1.4.1.1.1 « Organisation et gouvernance nucléaire »). Les plans d'actions comportent en particulier :

- le réexamen périodique effectué lors des visites décennales qui permet de renforcer le niveau de sûreté en prenant en compte, d'une part, les meilleures pratiques internationales et, d'autre part, l'état des installations, l'expérience acquise au cours de l'exploitation et l'évolution des connaissances et des règles applicables aux installations similaires ;
- une stratégie de contrôle et de réparation de l'ensemble de ses réacteurs régulièrement actualisée sur laquelle l'ASNR donne sa position.

Au Royaume-Uni, la maîtrise du risque repose sur :

- des interactions en cours avec le régulateur concernant les dossiers de sûreté relatifs à la durée de vie des installations, l'évaluation par le régulateur et les exigences associées aux autorisations ;
- le programme d'exploitation à long terme de Sizewell B avec un dossier de justification technique et commerciale en appui à la décision relative au programme d'investissement requis pour la prolongation de la durée d'exploitation ;
- le réexamen, en tant que de besoin, de la durée de vie des réacteurs RAG et les actions de préparation du retrait du combustible en cas de fermeture anticipée ;
- des stratégies de surveillance et de maintenance préventives des installations pour permettre une prise en compte précoce des problèmes pouvant entraîner une perte de production.

1C – Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber

CRITICITÉ : ■ ■ ■

a) Contexte

Le Groupe est exposé à des risques de défaillances ou d'atteintes à son patrimoine matériel ou immatériel, incluant son système d'information. Ces risques peuvent notamment provenir d'actions malveillantes, y compris cyber.

b) Risques principaux

Atteinte au patrimoine

Le patrimoine du Groupe est constitué de ses personnels, des actifs matériels et immatériels. Les principaux risques sur son patrimoine sont :

- des actes de malveillance de toute nature, ou une situation de crise (conflits, attentats…) dans des zones où le Groupe exerce ses activités, avec des conséquences négatives sur l'activité opérationnelle, la situation financière, juridique, patrimoniale ou la réputation du Groupe ;
- des lois et réglementations relatives à la protection des sites sensibles et infrastructures critiques plus contraignantes.

Atteinte à la cybersécurité des systèmes d'information

Il s'agit de la perturbation ou l'arrêt d'un processus métier, l'altération, l'indisponibilité, la perte ou la divulgation d'informations consécutivement à un évènement cyberattaque majeure, action malveillante ou conséquence d'une imprudence ou erreur humaine, activité d'espionnage.

Ce risque est en augmentation pour les raisons suivantes :

- le contexte géopolitique actuel ;
- l'augmentation et de la professionnalisation des menaces ;
- l'accélération de la transformation numérique des processus métier ;
- l'augmentation de la surface d'exposition de nos systèmes d'information – fonctionnement en entreprise étendue, dépendance croissante aux solutions externes (Cloud, SaaS…), adoption de nouvelles technologies (IA, IOT…) et de l'obsolescence de certains composants de notre SI.

c) Actions de maîtrise

Atteintes au patrimoine

L'importance vitale de la production du Groupe et l'ampleur des conséquences matérielles négatives potentielles ont conduit à mettre en place progressivement un dispositif sur l'ensemble de la chaîne sécuritaire de la détection à l'intervention protectrice en passant par le diagnostic, la dissuasion et la prévention.

Ce dispositif est structuré par :

- une politique Sécurité du Patrimoine face à la malveillance ;
- une organisation adaptée à tous les niveaux du Groupe ;
- des procédures relatives à la protection des personnes, des actifs immobiliers, des actifs immatériels, des instructions et des outils.

En 2025, les principales actions au titre de la protection du patrimoine sont :

- une préparation à la déclinaison des directives NIS V2 (Network & Informations Security) en lien avec l'Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information et REC (résilience des entités critiques) en lien avec notre autorité de tutelle et la finalisation de la mise en conformité à la réglementation PCMNIT (protection et contrôle des matières nucléaires, de leurs installations et de leur transport) ;
- un pilotage et une animation de la filière par le Comité directeur de la filière sécurité composé des Responsables de Sécurité du Patrimoine de niveau Comité exécutif ;
- des actions d'acculturation, notamment via la réalisation du *e-learning* « Pass Protection Cyber » et l'intervention de la DGSI dans les métiers pour les sensibiliser à la protection du patrimoine ;
- la souscription à un nouveau contrat d'assistance sécuritaire pour répondre aux obligations légales du groupe EDF de protéger ses salariés à l'international (mission courte durée et expatriation) ;
- l'actualisation du Plan de continuité d'activité de la Direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique et sa mise en pratique lors d'un exercice de crise Groupe.

Atteinte à la cybersécurité des systèmes d'information

Ce dispositif est structuré notamment par :

- une politique Sécurité des systèmes d'information ;
- une organisation adaptée à tous les niveaux du Groupe avec la création notamment du centre d'excellence cyber ;
- une charte des ressources informatiques et télécommunications qui s'applique à tous les utilisateurs (salariés ou partenaires) des systèmes d'information EDF SA et intégrés au règlement intérieur de la Société ;
- une Instruction Groupe Protection des données personnelles qui décline les exigences du RGPD dans le cadre de la politique Éthique et Conformité Groupe.

Les principales actions identifiées sur 2025-2026 portent sur :

- la mise en œuvre des orientations définies à la suite du diagnostic interne de 2023 : le renforcement du pilotage, la standardisation, le développement des activités de cyber opérationnelle, le renforcement de l'intégration des systèmes d'information industriels dans la cybersécurité du Groupe, la sensibilisation accrue à la cybersécurité et à la protection des informations ;
- l'amélioration et l'industrialisation des capacités de réponses en cas d'attaque réussie : adapter la gestion de crise, renforcer l'anticipation notamment sur la reconstruction ;
- le regroupement au 1er janvier 2025 des compétences des fonctions centrales et d'expertises cyber, pour une maîtrise globale et homogène des processus et l'appui au Groupe, tout en maintenant un maillage de proximité ;
- la reconnaissance par l'ANSSI (Agence nationale de la sécurité des systèmes d'information) des compétences du Groupe en matière de cybersurveillance (qualification PDIS – Prestataires de détection d'incidents de sécurité).

1D – Atteinte à la sécurité ou à la santé au travail (salariés et partenaires)

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Les salariés constituent un enjeu de premier ordre pour le Groupe et ses partenaires. En raison de la nature industrielle et la diversité de ses activités, le respect des règles en matière de santé et de sécurité et la prise en compte des risques susceptibles de porter atteinte aux personnes intervenant sur les sites du groupe est une priorité.

b) Risques principaux

Le risque d'accidents du travail ou de maladies professionnelles ne peut être exclu des domaines d'activité du Groupe, y compris sur toute la chaîne de valeur.

c) Actions de maîtrise

- Mise en œuvre des moyens nécessaires pour être en conformité avec les dispositions légales et réglementaires relatives à la santé et à la sécurité dans les différents pays dans lesquels le Groupe exerce ses activités.
- Actions à l'échelle du Groupe :
  - définition et promotion des règles vitales et du cadre de référence BEST – Bâtir ensemble l'excellence en santé sécurité au travail,
  - pour le management de la santé sécurité : organisation d'un temps « Stop sécurité » annuel pour mener dans chaque équipe, des réflexions collectives visant à améliorer et renforcer les plans d'action sécurité sur le terrain.
- Actions à l'échelle de chaque entité du Groupe : plans d'actions visant à améliorer en permanence la sécurité et la santé au travail.

1E – Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

L'accès à des matières, produits et prestations critiques pour le Groupe peut être menacé du fait de marchés à surface réduite, de l'évolution de l'offre industrielle, l'accroissement de la concurrence des nouveaux usages, des réglementations (barrières & contrôle des exportations) et/ou de tensions géopolitiques.

b) Risques principaux

Le Groupe est exposé :

- à la bonne exécution et la pérennité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles avec ses fournisseurs ;
- au risque capacitaire, de disponibilité et de volatilité des prix (rupture ou tension d'approvisionnement) ;
- au risque logistique relatif aux matières, matériels ou prestations qu'il achète pour les besoins de ses métiers ;
- aux risques portant sur les délais et la qualité des produits, qui en résultent.

Ces difficultés pourraient limiter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs d'exploitation et de développement, ce qui pourrait avoir un effet négatif matériel sur les performances financières et la position concurrentielle du Groupe.

Accès à des matières, produits et services critiques pour le Groupe

La rareté ou les conditions d'accès à certaines matières premières, produits et services peuvent être rendues critiques pour le Groupe en raison de limitations d'ordre géologique, géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, particulièrement dans un contexte de transition énergétique.

Certaines situations de crise (crise sanitaire, conflit) peuvent également accentuer ou générer des difficultés d'accès à certains produits, matières ou services nécessaires aux activités du Groupe et rendre particulièrement complexe l'exécution de certaines prestations, voire conduire à différer leur réalisation.

Les facteurs de risques géopolitiques sont en augmentation et pourraient accroire les risques de dépendance industrielle ou IT sur toute la chaîne de valeur.

Les panels de fournisseurs

Le Groupe dépend actuellement, pour certains domaines, d'un nombre limité d'acteurs industriels disposant de compétences spécifiques et de l'expérience nécessaire. Elle crée un risque d'exposition pour le Groupe à la défaillance de l'un ou plusieurs de ces fournisseurs ou de prestataires disposant de compétences spécifiques.

Relations contractuelles et partenariats

Les relations avec les partenaires associés à EDF dans la réalisation des projets peuvent également être source de difficultés. Les tensions commerciales mondiales pourraient avoir des impacts sur la conduite de certaines activités du Groupe et des projets.

Ces risques peuvent être exacerbés par les conflits opposant les nations ou les blocs de nations entre elles.

c) Actions de maîtrise

Accès à des matières, produits et services critiques pour le Groupe

Une gestion précise des matières, produits et services critiques pour le Groupe, leurs origines et des alternatives possibles est mise en œuvre. La maîtrise des conditions d'extraction, de transformation, de conditionnement ou de mise à disposition des matières premières ou semi-ouvrées pour les besoins du Groupe, peut faire l'objet de dispositions de maîtrise des exigences réglementaires et de devoir de vigilance renforcées.

Les panels de fournisseurs

Le Groupe a mis en place une politique Fournisseurs pour garantir la performance des projets, sécuriser leurs approvisionnements et limiter les risques liés aux défaillances fournisseurs et les crises qualité.

Le Groupe met en œuvre des actions concernant notamment l'amélioration des processus de sélection et qualification des fournisseurs, en intégrant les droits de travailleurs et les droits humains (voir la section 3.3.3 « ESRS S2 - Travailleurs de la chaîne de valeur »).

Le Groupe a mis en place un « plateau politique Fournisseurs » pour coordonner les actions des entités internes impliquées dans la relation avec les fournisseurs.

Parmi les actions de maîtrise concernant le maintien du panel de fournisseurs, on peut citer :

- le pilotage resserré des catégories d'achat avec une vision capacitaire des fournisseurs et un suivi rapproché des fournisseurs stratégiques ;
- les démarches d'accompagnement menées auprès de nos fournisseurs afin de les accompagner dans l'amélioration de leur performance opérationnelle ;
- le Fonds France Nucléaire 2 (FFN2) qui a pour objectif de traiter les besoins de financement et d'accompagnement des entreprises du secteur nucléaire (PME et ETI disposant d'un savoir-faire important dans le nucléaire).

Relations contractuelles et partenariats

Le *Contract Management* assure une gestion renforcée des contrats conclus avec les fournisseurs par la mise en œuvre, à chaque étape, d'actions de vigilance pour assurer la maîtrise des opérations, des délais et des coûts associés.

En réponse aux dispositifs réglementaires et législatifs adoptés par certains pays dont les États-Unis et la Chine, et afin d'assurer sa conformité à ces lois et décisions, le groupe EDF a mis en place les organisations adaptées et a pris des mesures de sauvegarde nécessaires, notamment dans le cadre de l'organisation de ses projets nucléaires, en particulier au Royaume-Uni.

Enfin, la construction d'une relation partenariale solide avec nos grands fournisseurs est essentielle pour sécuriser nos approvisionnements et créer de la valeur partagée. Cette approche favorise la confiance, l'innovation et la performance durable. En intégrant une vision long terme, nous renforçons notre compétitivité et notre résilience face aux évolutions du marché. Cette approche partenariale est déclinée dans la Politique fournisseurs du Groupe EDF.

1F – Atteinte à la sûreté hydraulique

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

La sûreté hydraulique est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception des aménagements et durant leur exploitation pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages.

b) Risques principaux

Les ouvrages hydrauliques du Groupe présentent des risques spécifiques aux conséquences potentiellement très graves : rupture, débordement lors de crue, manœuvres d'exploitation.

c) Actions de maîtrise

La sûreté hydraulique est la préoccupation majeure et permanente du producteur. Elle comporte trois activités principales :

- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydroélectrique, par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, en France, principalement des Directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la maîtrise des risques liés à l'exploitation : variations de niveau des plans d'eau ou de débit des cours d'eau à l'aval des ouvrages.

EDF pratique une surveillance et une maintenance régulières de ses barrages, notamment par une auscultation continue. Le relevé et l'analyse en temps réel, sur chaque site, de multiples données (mesures de tassements, de pression, de fuites, conjuguées à l'inspection visuelle des ouvrages et au contrôle des parties mécaniques, etc.) permettent à EDF d'établir régulièrement un diagnostic sur l'état des barrages exploités. À Grenoble et à Toulouse, les équipes d'EDF analysent à distance et si besoin en temps réel, grâce à une série de capteurs, les barrages les plus importants ou les plus difficiles d'accès.

De plus, pour chacun des « grands barrages », au titre de la réglementation française, une étude de danger comprenant un examen exhaustif est réalisée tous les 10 ou 15 ans (respectivement pour un barrage de classe A et un barrage de classe B). Cette étude demande de réaliser un examen exhaustif de l'état des ouvrages qui nécessite une vidange ou une inspection des parties immergées avec des moyens subaquatiques. Ces opérations sont effectuées sous le contrôle rigoureux des services de l'État (Service de contrôle et de sécurité des ouvrages hydrauliques au sein de chaque DREAL).

Au niveau organisationnel, l'Inspecteur général de la sûreté hydraulique établit chaque année un rapport destiné au Président-Directeur Général d'EDF, auquel il rapporte directement, ainsi qu'aux acteurs de la sûreté hydraulique (voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »). Ce rapport a pour objectif, après un travail d'analyses, d'inspections et d'évaluations menées par l'inspecteur de la sûreté hydraulique, de donner un avis sur le niveau de sûreté hydraulique des installations du Groupe et de fournir des pistes de réflexion et de progrès pour en garantir l'amélioration et la consolidation. Ce rapport est rendu public sur le site internet du Groupe.

1G – Risque de *black-out*

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Le système électrique français pourrait être confronté à un *black-out*, un incident réseau généralisé, d'ampleur significative, dans lequel le Groupe pourrait se trouver impliqué même si le ou les évènements l'ayant causé se produisaient sur des équipements non exploités par EDF et/ou étaient imputables à un tiers.

Les causes potentielles d'un *black-out* résultent la combinaison de phénomènes à dynamique rapide :

- perte brutale et concomitante de plusieurs actifs de production ou baisse brutale d'un volume important de consommation ;
- avaries en cascade sur le réseau de transport national ou sur des réseaux voisins ou sur les interconnexions.

L'initiateur est généralement une panne importante d'un équipement essentiel de transport ou plus rarement de production, dans des circonstances particulières et aggravantes, qui génère par sollicitation des protections automatiques la mise hors service rapide d'une partie significative des équipements de réseau et/ou de production du système électrique.

Le *black-out* du 28 avril 2025 sur la péninsule ibérique montre la complexité croissante du maintien de la stabilité du réseau, avec la réduction de l'inertie du système et l'accroissement de la production intermittente.

b) Risques principaux

Une éventuelle mauvaise tenue de la tension en certains points du réseau peut entraîner des déclenchements de groupes de production en cascade, et provoquer un incident généralisé. Les analyses détaillées de l'évènement ibérique montrent que le risque d'incident réseau de grande ampleur est en augmentation, et concerne potentiellement tous les pays européens. La situation surcapacitaire en France et en Europe pourrait constituer un facteur d'augmentation de ce risque.

De telles ruptures d'alimentation non prévisibles pourraient :

- créer une grande désorganisation de tout ou partie du pays, pour une durée de plusieurs heures voire plusieurs jours en fonction de l'ampleur de l'incident ;
- générer un impact négatif sur la réputation du Groupe auprès de ses clients et ses parties prenantes ;
- avoir un impact sur la situation financière du Groupe.

c) Actions de maîtrise

La maîtrise et la prévention de ce risque sont au cœur de la mission de RTE, gestionnaire de réseau de transport exclusif en France, responsable 24h/24 du pilotage du système électrique français et de l'équilibre en temps réel entre l'offre et la demande d'électricité. Cette responsabilité couvre la gestion de la tenue de la fréquence ainsi que celle de la tension sur le réseau de transport sur l'ensemble du territoire métropolitain continental pour lesquelles RTE contractualise avec les producteurs. Les moyens mis en œuvre par RTE s'inscrivent dans le cadre défini par les pouvoirs publics et dans le respect des politiques communes aux gestionnaires de réseau de transport européens et établies dans le cadre de l'ENTSOE (European Network of Transmission System Operators for Electricity). RTE met également en place et contractualise avec les producteurs les conditions de reconstitution du réseau en cas de *black-out*.

La contribution d'EDF SA à la maîtrise de ce risque réside dans son engagement à :

- veiller à programmer un fonctionnement de ses installations de production qui corresponde au plus près aux besoins de son portefeuille de clientèle (consommateurs finaux plus solde des ventes moins achats en gros) ce à quoi l'incite son contrat de responsable d'équilibre ;
- garantir la conformité des performances de ses centrales et des automatismes associés aux normes et obligations réglementaires (capacités constructives des équipements) ;
- répondre aux appels d'offres de RTE pour la constitution des réserves et respecter les engagements contractuels pris avec le RTE dans ce cadre ;
- respecter les engagements contractuels pris avec le RTE dans l'ensemble des contrats relatifs aux services système et à l'équilibrage et contribuer ce faisant au maintien de la fréquence et de la tension ;
- contractualiser avec RTE pour permettre une planification coordonnée des arrêts de groupes de production et des interventions sur le réseau.

1H – Risque d'insuffisance d'offre pour répondre à la demande au périmètre d'EDF

CRITICITÉ : ■

a) Contexte

Une situation de moindre production du parc nucléaire conjuguée notamment avec une absence de vent et/ou une forte demande en électricité peut créer un risque d'insuffisance de l'offre au regard de la demande au périmètre d'EDF.

Ce risque pour l'hiver 2025-2026 est en forte baisse par rapport aux trois hivers précédents en raison notamment d'une très bonne disponibilité hivernale prévisionnelle des centrales nucléaires d'EDF et d'une consommation restée atone depuis la crise de 2022.

Cependant, compte tenu de la thermo-sensibilité de la consommation d'une partie des clients d'EDF, un risque de déséquilibre pendant un épisode de grand froid combiné à une situation de faible vent affectant la production éolienne et la liquidité des marchés court terme pourrait apparaître. Ce risque n'est donc pas anticipable au-delà de quelques jours, en fonction des prévisions météorologiques.

b) Risques principaux

En cas de situation de déséquilibre avéré :

- EDF peut être amenée à acheter sur les marchés de gros des volumes d'énergie très importants à des prix très élevés ;
- si la liquidité sur les marchés s'avérait insuffisante, les risques financiers seraient majorés car dépendants du prix de règlement des écarts dus dans le cadre du contrat responsable d'équilibre, qui peuvent être bien plus élevés que les prix des marchés ;
- des conséquences en termes d'image sont possibles, si la situation conduisait RTE à des délestages dans le cas où le déséquilibre serait imputable à EDF.

La concrétisation d'un déséquilibre entre l'offre et la demande pourrait entraîner des coûts imprévus importants pour le Groupe, avoir un impact significatif sur ses performances financières, et pourrait causer des dommages réputationnels sérieux si un tel évènement entraînait des interruptions de service affectant les clients, compromettant ainsi la confiance des parties prenantes et la position du Groupe en tant que fournisseur d'énergie fiable.

c) Actions de maîtrise

La principale action de maîtrise, compte tenu de la vulnérabilité d'EDF face au risque de déséquilibre saisonnier offre/demande, est l'obtention d'une bonne disponibilité hivernale du parc de production d'EDF et une gestion préservant les ressources (notamment hydraulique) pour une utilisation hivernale. Cela suppose en particulier une bonne maîtrise de la durée des arrêts de tranches nucléaires tout particulièrement à l'entrée de l'hiver et des indisponibilités fortuites minimisées.

En 2024, la production nucléaire a rebondi, à 361,7 TWh. En 2025, elle a atteint 373 TWh, + 3,1 % (+ 11,3 TWh) par rapport à 2024, confirmant la poursuite de l'amélioration constatée.

1I – Atteinte à la sécurité industrielle et impact sur le patrimoine environnemental dont la biodiversité

CRITICITÉ : ■

a) Contexte

Le Groupe exploite ou a exploité, des installations qui, dans le cadre de leur construction, de leur fonctionnement ou de leur démantèlement, peuvent être à l'origine d'évènements chroniques ou incidentels, ou d'accidents industriels pouvant donner lieu à des impacts environnementaux (atteinte à la biodiversité, risques de pollution de l'air, des sols, de l'eau) ou sanitaires.

Toutes les installations et tous les projets du Groupe sont concernés par les questions de maîtrise des pollutions potentielles ou d'atteinte à la biodiversité. Les principales thématiques portent sur les prélèvements d'eau, les rejets liquides (pollutions, températures), et les rejets dans l'atmosphère (poussières, SO_x, NO_x) en lien avec le changement climatique, la protection de la biodiversité et la maîtrise de la production de déchets. C'est le cas en particulier en France où EDF est utilisateur de ressources foncières ou naturelles de première importance. L'enjeu est d'autant plus important que les évolutions réglementaires introduisent des exigences renforcées en matière de protection de la biodiversité, de maîtrise des pollutions, et plus généralement de maîtrise de l'ensemble des impacts sur l'environnement.

Le Groupe exploite environ 40 installations classées Seveso (seuil haut ou bas) au titre de la directive européenne pour la prévention et la gestion des risques industriels majeurs. Il s'agit essentiellement d'installations de stockage ou d'entreposage de fioul, de gaz ou de produits chimiques.

Voir aussi le chapitre 3 « État de durabilité et Plan de vigilance ».

b) Risques principaux

- Une défaillance de la sécurité industrielle de toute installation industrielle du Groupe peut avoir un impact négatif sur l'activité opérationnelle, la situation financière ou juridique en lien avec le devoir de vigilance, le patrimoine environnemental ou la réputation du Groupe. Une telle défaillance pourrait remettre en cause la capacité du Groupe à répondre à ses enjeux RSE.
- Des accidents survenant dans des installations industrielles voisines, relevant d'autres exploitants et qui ne sont pas soumises au contrôle du Groupe, pourraient avoir un impact sur les installations du Groupe.
- La responsabilité du Groupe pourrait être engagée si les mesures prises pour la sécurité industrielle, pour la protection de l'environnement et la maîtrise de ces risques ne s'avéreraient pas pleinement efficaces.
- En cas d'accident majeur, le Groupe pourrait ne pas être en capacité de maintenir dans la durée, un niveau de couverture au titre des assurances responsabilité civile et dommages souscrites, au moins égal au niveau de couverture existant.

Les risques spécifiques aux installations nucléaires et hydrauliques font l'objet de développements complémentaires dans les sections 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » et 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

c) Actions de maîtrise

- Les études de maîtrise de risques sont réalisées sur chaque site industriel :
  - elles intègrent le respect de la réglementation, des actions de maîtrise des impacts potentiels sanitaires ou environnementaux et des actions d'amélioration continue de prévention et de protection dans le domaine des sols, de l'eau, de l'air et des effets potentiels sur la santé. Elles intègrent, si nécessaire, des mesures ERC (évitement, réduction, compensation),
  - les études de maîtrise de risques sont réinterrogées et mises à jour dans les délais réglementaires applicables à chaque catégorie d'installations ou lors des évolutions notables des installations ou de leur mode de fonctionnement. Des dispositions de surveillance et de contrôle de sécurité des installations sont mises en œuvre en interne et par les services déconcentrés de l'État lors d'inspections ;
- Le retour d'expérience est pris en compte dans les études de risques et les actions de maîtrise. À titre d'exemple, les arrêtés complémentaires post-Lubrizol relatifs aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont mis en œuvre dans les installations du Groupe soumises à la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) ;
- Le réseau RIN (risques industriels et naturels) au sein d'EDF s'assure du suivi, de l'appropriation et de l'intégration des nouvelles exigences sur les sites industriels ;
- Le Groupe mobilise des ressources importantes en faveur de la biodiversité (voir la section 3.2 « Informations environnementales »).

2.2.2 Risques spécifiques aux activités nucléaires

2A – Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés

CRITICITÉ : ■ ■

a) Démantèlement des installations et gestion des déchets radioactifs

Contexte

En France, le Code de l'environnement impose à tout exploitant d'installations nucléaires de base :

- d'évaluer, de manière prudente, les charges de démantèlement de leurs installations, de gestion à long terme des déchets radioactifs, ainsi que les charges de gestion de leurs combustibles usés et déchets radioactifs, incluant les charges de transport hors site ;
- de constituer des provisions correspondant à ces charges et d'affecter, à titre exclusif, à la couverture de certaines de ces provisions les actifs nécessaires (appelés « actifs dédiés »).

Cette obligation s'applique aussi bien aux installations déjà arrêtées, dès lors que leur démantèlement n'est pas achevé et leur déclassement prononcé par l'autorité, qu'aux installations en fonctionnement, dans la perspective de leur démantèlement futur.

Actuellement, les opérations de démantèlement des installations nucléaires d'EDF en France concernent principalement des réacteurs qui ont été construits, exploités puis définitivement arrêtés. Ces opérations portent sur quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis) réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteurs modérés au graphite et refroidis au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (REP à Chooz A et Fessenheim).

Au Royaume-Uni, les coûts liés à la déconstruction des centrales nucléaires existantes d'EDF Energy Nuclear Generation Group Ltd. et à la gestion de certains déchets radioactifs seront supportés par le *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et, si les actifs de ce dernier étaient insuffisants, par le gouvernement britannique (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »).

Risques principaux

Toute provision par rapport à une dépense future présente un risque, qui peut être lié notamment à des évolutions de contexte administratif, réglementaire, technique ou économique.

- Les opérations de démantèlement en cours en France constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible, voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience.
- La responsabilité du Groupe, en tant que producteur de déchets radioactifs, est engagée pour identifier les filières de gestion adaptées. Lorsque les filières sont exploitées par d'autres acteurs, la responsabilité du Groupe pourrait être engagée, en particulier en cas d'accident avec dommage aux tiers ou à l'environnement dus à des non-conformités de ces déchets par rapport aux spécifications définies par les exploitants de ces installations.
  - > Pour le projet de centre de stockage géologique développé par l'ANDRA pour les déchets HA et MAVL (Cigéo), les risques de surcoût en phase de conception ainsi qu'en phase de réalisation restent présents. Par ailleurs, la fiscalité de ce projet reste à préciser par l'État.
  - > Concernant le stockage des déchets FAVL, une actualisation des provisions peut être rendue nécessaire en fonction des conclusions des études menées dans le cadre du PNGMDR ou de la conception du futur site de stockage développé par l'ANDRA.

  La non-maîtrise du montant des dépenses et de leur échéancier de réalisation pour les solutions de traitement et de stockage ultime des déchets dont le Groupe assure la responsabilité, aurait un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.
- Selon les accords de restructuration de British Energy, EDF Energy Nuclear Generation Ltd. conserve la responsabilité financière ainsi que la responsabilité technique et juridique pour la gestion, le stockage et le retraitement des déchets qui n'entrent pas dans le périmètre de ces accords. Ces incertitudes et aléas pourraient conduire à des révisions des montants provisionnés. Les provisions constituées pourraient ne pas couvrir les coûts effectivement constatés le moment venu. Ainsi, au Royaume-Uni, les accords en vigueur prévoient que les dépenses liées au déchargement et à l'évacuation du combustible pour être couvertes par le NLF, soient justifiées par EDF Energy et approuvées par le Gouvernement ; à défaut, elles resteraient à la charge d'EDF Energy.
- Concernant les centrales nucléaires dont EDF n'est pas en charge de l'exploitation, mais possède des participations financières (Chine et Belgique), le Groupe est exposé financièrement à hauteur de sa participation à contribuer aux charges futures de démantèlement et de gestion des combustibles usés et déchets.

Actions de maîtrise

- Pour le démantèlement actuel et futur des installations nucléaires en France ainsi que la gestion à long terme des déchets, EDF a mis en place une organisation dédiée pour définir, en termes de sûreté, techniques, de coût et de délai, les projets couverts par les provisions prescrites par la loi.
- EDF procède régulièrement à une mise à jour des principales hypothèses sous-jacentes à l'établissement des provisions (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »). Ces éléments sont notamment exposés dans le rapport triennal, établi par EDF en application du Code de l'environnement, décrivant l'évaluation des charges de démantèlement et de gestion des déchets, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions correspondant à ces charges et les choix retenus en ce qui concerne la composition et la gestion des actifs affectés à la couverture de ces provisions. Ce rapport, ainsi que son document d'actualisation annuel, sont soumis à l'évaluation de l'autorité compétente (DGEC), qui vérifie en particulier la suffisance des charges provisionnées et impose un plafond au taux d'actualisation des provisions.
- La gouvernance en matière de sécurisation du financement des charges nucléaires a été renforcée par l'élaboration d'une politique Groupe, validée par le Conseil d'administration du 30 juin 2021, et la création en 2021 d'une fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020.
- EDF mène des études et estimations, aussi robustes que possibles, des coûts futurs de démantèlement du parc nucléaire REP actuellement en fonctionnement, basées sur le retour d'expérience du démantèlement de Chooz A et des études pour le démantèlement de Fessenheim.
- Concernant les filières de traitement des déchets radioactifs, afin de répondre aux besoins présents et futurs des chantiers de démantèlements et de l'exploitation des installations nucléaires, le Groupe développe et maintient une gamme de solutions adaptées.

- Pour Cigéo, la stratégie de maîtrise consiste à sécuriser le projet en proposant à l'ANDRA des optimisations techniques, et à apporter un appui à la stratégie de développement et à la réalisation du stockage, pour respecter le coût objectif mis à jour (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » et la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).
- Pour le stockage des déchets graphites, le Groupe poursuit sa participation, en tant que producteur, aux différents groupes de travail relatifs à ce sujet. EDF est engagée activement dans le Comité d'orientation du PNGMDR.
- Au Royaume-Uni, le risque relatif au recouvrement des coûts de déconstruction a été significativement réduit par l'accord avec le gouvernement. Des plans sont en préparation pour permettre le transfert, dans les meilleures conditions, des réacteurs à démanteler au *Nuclear Restoration Services* (NRS, anciennement Magnox) qui terminera le démantèlement une fois le combustible retiré.

  Les actions de maîtrise de risque complémentaires sont :

  > le maintien de la qualité des relations avec le gouvernement et la NDA (Nuclear Decommissioning Authority),

  > le renforcement des dispositifs de surveillance et de conformité contractuelle, ainsi que du reporting et du management de la performance.

  La mise en place de dispositions pour la gestion du combustible usé des réacteurs RAG et REP se poursuit :

  > EDF Energy met en œuvre des actions d'amélioration continue et de minimisation des quantités de combustible usé et de déchets générées, à travers ses politiques de sûreté et de développement durable,

  > le combustible usé des RAG est évacué sur le site de retraitement de Sellafield pour entreposage de long terme. EDF Energy finance cet entreposage (ainsi que le retraitement réalisé les années passées) ; le combustible usé du REP de Sizewell B est entreposé sur site dans une installation dédiée d'entreposage à sec. Celle-ci assurera un entreposage sûr de tout le combustible usé produit pendant la durée de vie de Sizewell B. À l'issue de cet entreposage en surface de long terme, le combustible usé du REP de Sizewell B sera transféré dans le futur centre de stockage géologique britannique. Cette stratégie est approuvée par la NDA et est financée par le *Nuclear Liabilities Fund*.

b) Provisions et gestion des actifs dédiés

Contexte

La note 14.1 « Provisions nucléaires et actifs dédiés en France » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025 figurant dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 » présente les montants des charges aux conditions économiques à fin 2025 ainsi que les provisions correspondantes relatives :

- au démantèlement futur du parc nucléaire de production d'électricité en France et des installations actuellement arrêtées ;
- à la gestion des derniers cœurs de combustible ;
- à la gestion à long terme des déchets et à la reprise et au conditionnement des déchets présents dans les installations.

Cette note indique également les analyses de sensibilité sur les provisions et sur le résultat du Groupe, à une variation du taux d'actualisation, pour les différentes catégories de provisions. L'ensemble de ces provisions représente plusieurs dizaines de milliards d'euros.

La note 16.1 « Autres provisions pour déconstruction » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025 présente les mêmes éléments pour Framatome et Cyclife France et leurs installations nucléaires de base en France.

La note 14.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025 présente la valeur de réalisation du portefeuille d'actifs dédiés d'EDF pour couvrir les coûts des engagements de long terme dans le nucléaire (déchets radioactifs et déconstruction) au 31 décembre 2025. Au Royaume-Uni, les fonds pour les engagements nucléaires sont gérés par un organisme indépendant d'EDF constitué par le gouvernement britannique (Nuclear Liabilities Fund – NLF) pour le parc nucléaire existant. Pour les engagements relatifs à HPC, les fonds seront gérés par FundCo, un organisme (un trust) indépendant des actionnaires d'HPC (EDF Energy et CGN) et du gouvernement britannique. L'exploitant n'a donc pas d'actifs à gérer à ce titre (voir la section 1.4.5.1.2.2 « La production nucléaire »).

Risques principaux

- Les aléas et incertitudes relatifs à ces provisions pourraient avoir un impact négatif significatif sur la situation financière du Groupe.
- En cas de variation significative des provisions qui déterminent l'assiette de référence des actifs dédiés, des dotations supplémentaires pourraient être nécessaires pour ajuster la valeur de ces actifs. Ceci aurait un impact négatif significatif sur la situation financière d'EDF. En outre, un durcissement des contraintes réglementaires nationales ou européennes, en particulier celles qui pourraient avoir un impact sur l'assiette des actifs dédiés à constituer par EDF [(1)], pourrait conduire à un renforcement des exigences en matière de constitution d'actifs dédiés et avoir une incidence significative sur la situation financière d'EDF.
- Bien que ces actifs soient constitués et gérés selon des règles prudentielles strictes, les variations des cours des marchés financiers ou les évolutions de valorisation pourraient avoir un impact négatif significatif sur la valeur de ces actifs (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre », note 14.1.2 « Actifs dédiés d'EDF » pour une analyse de sensibilité). Ceci pourrait conduire EDF à engager des dotations supplémentaires afin de reconstituer la valeur de ces actifs. De tels évènements pourraient affecter négativement et de façon significative la situation financière du Groupe.
- La non-disponibilité ou un montant insuffisant des actifs dédiés pour couvrir les échéanciers de dépenses des engagements de long terme du Groupe pourrait avoir un impact négatif sur la situation financière et la réputation du Groupe.

Actions de maîtrise

Afin d'assurer la maîtrise des provisions et de la gestion des actifs dédiés, le Groupe a mis en place des dispositifs de gouvernance spécifiques :

- la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires, conformément au décret 2020-830 du 1er juillet 2020 ;
- le Comité de gestion opérationnel du portefeuille d'actifs dédiés ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN) du Conseil d'administration.

(1) Le rapport de la Cour des comptes sur l'arrêt et le démantèlement des centrales nucléaires à destination de la Commission des finances du Sénat publié le 4 mars 2020 préconisait d'intégrer progressivement aux catégories de charges de long terme les coûts de toutes les opérations de préparation au démantèlement, les dépenses de post-exploitation et le coût des impôts, taxes et primes d'assurance directement imputables aux sites en démantèlement.

2B – Maîtrise du cycle du combustible

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Pour son parc nucléaire en France et au Royaume-Uni, EDF s'approvisionne en uranium, en services de conversion et d'enrichissement, en fournitures d'assemblages combustibles et en opérations de retraitement du combustible usé.

En France, en accord avec l'État, EDF pratique le traitement des combustibles usés et le recyclage des matières valorisables conformément à l'accord-cadre signé entre EDF et Orano en décembre 2008 et aux contrats d'application successifs (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »). À ce titre, en application du Code de l'environnement, EDF a constitué des provisions pour ces opérations de gestion (transport, traitement, conditionnement en vue du recyclage) (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

b) Risques principaux

Approvisionnement en combustible nucléaire

Les prix et les volumes subissent des fluctuations qui dépendent de facteurs, notamment politiques et économiques, ne relevant pas du contrôle du Groupe : perspectives de rentabilité des investissements miniers, déséquilibre offre/demande ou tension sur l'offre, liée par exemple à la survenance d'un incident d'exploitation dans une mine d'uranium ou une usine du cycle, à un retard dans la mise en service d'une nouvelle mine ou à un évènement entraînant une instabilité institutionnelle dans un pays producteur ou à la survenance de restrictions/sanctions/embargos.

Logistique du combustible nucléaire

L'entreposage et le transport du combustible nucléaire, neuf ou usé, sont une activité industrielle qui :

- nécessite des mesures de sûreté et de sécurité spécifiques. Ces exigences pourraient encore s'accroître, générant des difficultés et des coûts supplémentaires pour le Groupe ;
- en cas de défaillance, pourrait amener le Groupe à ralentir, voire interrompre, tout ou partie de la production d'électricité sur les sites impactés générant un impact négatif sur la situation financière du Groupe.

c) Actions de maîtrise

Approvisionnement en combustible nucléaire

- Poursuivre la diversification des sources d'approvisionnement afin de ne pas dépendre d'un pays, ni d'un fournisseur ni d'une installation (mine ou usine).
- Privilégier les contrats de long terme, à prix fixe, ou avec une part limitée à prix de marché, ce dernier étant systématiquement encadré afin de réduire l'exposition au marché.

Logistique du combustible nucléaire et aval du cycle

- Dans le domaine du transport, renforcer l'imprédictibilité des transports et le lien avec les autorités (HFDS/ASNR), la prévention et la réduction des impacts potentiels sur le parc, ainsi que le développement de leviers alternatifs (anticipation des livraisons, transfert inter tranche...).
- Dans le domaine de l'entreposage, préserver l'équilibre du cycle fermé. Un schéma industriel pour les futures installations du cycle Orano de la Hague est en cours d'instruction entre EDF, Orano et les services de l'État. Il intègre la construction de nouvelles installations de traitement recyclage et de nouvelles capacités d'entreposage.

2C – Atteinte à la sûreté nucléaire en exploitation, mise en cause au titre de la responsabilité civile nucléaire

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

La responsabilité d'exploitant nucléaire (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie ») est confiée par délégation du Président-Directeur Général aux Directeurs Exécutifs Groupe en charge des activités nucléaires, puis elle est subdéléguée aux Directeurs des Divisions concernées qui, eux-mêmes, subdélèguent vers les Directeurs d'Unités.

b) Risques principaux

Maîtrise de la sûreté nucléaire

La non-maîtrise de la sûreté en exploitation (évènement grave lié aux activités nucléaires du Groupe, avec notamment une conséquence potentielle ou avérée sur la population ou sur l'environnement d'un territoire) pourrait avoir des conséquences majeures sur :

- la valeur de l'actif industriel et la situation financière du Groupe ;
- les perspectives de développement, voire de poursuite de son activité industrielle ;
- un durcissement significatif des contraintes d'exploitation des sites industriels du Groupe, voire l'interruption partielle ou totale des activités nucléaires du Groupe ;
- un impact négatif significatif sur la réputation du Groupe.

Responsabilité civile nucléaire

Le régime de responsabilité civile nucléaire applicable aux exploitants d'installations nucléaires des États parties à la Convention de Paris et les assurances associées (voir la section 2.1.3.7 « Assurances ») repose sur le principe de la responsabilité sans faute de l'exploitant. Ainsi, en cas d'évènement causant un dommage nucléaire, le Groupe se trouverait automatiquement responsable dans la limite d'un plafond financier fixé par la loi applicable dans le pays, indépendamment de la cause de l'évènement à l'origine du dommage et sans pouvoir se prévaloir des mesures de sûreté mises en place.

c) Actions de maîtrise

La priorité n° 1 accordée à la sûreté nucléaire, telle que définie dans la Politique Sûreté Nucléaire du Groupe, est un facteur de performance industrielle de l'activité nucléaire dans sa globalité. La proximité des compétences de conception et d'exploitation des réacteurs nucléaires est un facteur primordial de maîtrise de la sûreté nucléaire.

Face à ces risques, et en application de la politique Groupe, chaque société du Groupe, exploitant d'installations nucléaires :

- est responsable de l'exercice de ses activités nucléaires, fixe les délégations adéquates à chaque niveau de décision ou d'action ;
- agit dans le cadre de prescriptions légales et réglementaires propres au pays d'implantation et a l'obligation de s'y conformer ;
- garantit la sûreté nucléaire de ses installations et en améliore en permanence le niveau en s'appuyant sur ses méthodes, ses compétences et ses valeurs.

Le Groupe garantit l'attribution des ressources nécessaires à la sûreté nucléaire.

Une entité interne en charge d'une évaluation de sûreté indépendante est mise en place au niveau de chaque site, de chaque société et du Groupe. Chacune rapporte au responsable concerné en toute indépendance des autres fonctions managériales. En outre, chacune a le devoir d'alerter l'échelon hiérarchique supérieur si la réaction du niveau directement impliqué n'est pas celle qui est attendue.

Les sociétés exploitantes nucléaires du Groupe reçoivent régulièrement des équipes d'évaluation internationales (*peer review* WANO [1], OSART de l'AIEA [2]).

Une information et une communication claires et transparentes sur les évènements et leurs impacts éventuels sont promues au sein du Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection en France, *Office for Nuclear Regulation* au Royaume-Uni), les collectivités locales et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de sûreté nucléaire présidé par le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine périodiquement le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du Groupe. Il porte chaque année un avis sur la sûreté au sein d'EDF. Son rapport est présenté et débattu en Conseil de sûreté nucléaire. Il est ensuite rendu public (voir la section 1.4.1.1.4.3 « Installations nucléaires de base (INB) »).

(1) WANO : *World Association of Nuclear Operators*.
(2) OSART : *Operational Safety Analysis Review Team* ; AIEA : Agence internationale de l'énergie atomique.

2.2.3 Régulation des marchés, risques politiques et juridiques

3A – Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe

CRITICITÉ : ■ ■ ■

a) Contexte

Les politiques publiques et la régulation du secteur de l'énergie sont évolutives en France et en Europe. Ces évolutions peuvent impacter, notamment en France, l'architecture de marché et le cadre régulatoire, les tarifs réglementés d'utilisation des réseaux et de vente d'électricité, le cadre d'incitation aux économies d'énergie, la fiscalité applicable aux énergies ou à l'entreprise. Au niveau européen, elles peuvent impacter le prix des quotas d'émission de CO_2, les mécanismes de financement des investissements du Groupe (taxonomie, aides d'État…), la mobilité ou encore le soutien à l'électrification des usages domestiques et industriels.

Principaux textes et dispositifs nationaux :

- la troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3), publiée par le Gouvernement le 13 février 2026, qui fixe la stratégie énergétique de la France pour la période 2026-2035 et trace la trajectoire vers la neutralité carbone à l'horizon 2050 (voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe ») ;
- les dispositions nationales prises pour l'électrification de l'économie (plan électrification) ;
- la fiscalité de la consommation d'énergie (accises), qui conduit à taxer l'électricité significativement plus que les énergies fossiles (2 fois plus que le gaz malgré un contenu en CO_2/kWh presque 4 fois inférieur) ;
- le dispositif « post-ARENH » : instauration à compter de 2026 d'une taxation des revenus du parc nucléaire historique, au-dessus de seuils de prix fixés de manière triennale par arrêté, pour redistribution aux consommateurs sous la forme du versement nucléaire universel. Pour la période 2026-2028, l'arrêté du gouvernement publié le 11 février 2026, fixe à 78 €/MWh le premier seuil au-delà duquel les revenus perçus par EDF sont taxés à 50 % et à 110 €/MWh le second seuil au-delà duquel les revenus perçus par EDF sont taxés à 90 % [1] (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie », paragraphe « Versement nucléaire universel (VNU) ») ;
- le Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 7) de distribution et transport applicable à partir du 1er août 2025 ;
- les mécanismes de compensation des charges de service public exposées par EDF ;
- la refonte du mécanisme d'obligation de capacité ;
- le dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE), dont le coût augmente en 6e période CEE (2026-2030) du fait de l'augmentation du niveau d'obligation de l'ordre de + 25 % pour EDF.

Principaux éléments de contexte européens :

- la mise en œuvre et l'évolution éventuelle des politiques et législations relatives à l'architecture du marché de l'électricité (surveillance et transparence des marchés de gros, couplage des marchés, contrats de long terme, règles de raccordement, flexibilité des moyens de production et de la demande, etc.) ;
- la politique et la législation relatives au prix du CO_2 et la révision annoncée du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne ;
- le cadre réglementaire visant à renforcer la souveraineté énergétique et industrielle de l'Union européenne : règlement pour une industrie net-zéro (NZIA) et sa révision en cours par l'« Industrial Accelerator Act » (IAA) favorisant le « Made in Europe », via la commande publique et le financement public ;
- l'instruction par la Commission européenne de l'aide d'État en soutien au programme EPR2 et notifiée par les autorités françaises le 19 novembre 2025 ; la décision d'ouverture de la procédure formelle d'examen adoptée par la Commission européenne le 31 mars 2026 ;
- les mécanismes de soutien financier à l'investissement en faveur de l'électrification des usages et des moyens de production bas carbone (banque de l'électrification, facilitation des aides d'État, etc.).

Voir aussi le chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités ».

b) Principaux risques

Les principaux risques encourus sont les suivants :

- un niveau d'électrification insuffisant, et une surabondance d'offre, se traduiraient par une situation durable de surcapacité, de prix dépréciés et pourrait accélérer la désoptimisation du système électrique. Cette situation affecterait lourdement la situation financière d'EDF et sa capacité à investir à long terme. Elle entraînerait des conséquences néfastes pour l'atténuation des émissions de gaz à effet de serre ;
- les signaux politiques et économiques pourraient ne pas inciter à investir dès maintenant dans des solutions de substitution des combustibles fossiles par l'électricité bas carbone. Cette situation pourrait provenir des risques suivants :
  - risque que la stratégie française énergie-climat ne soit pas stabilisée et donne un signal politique incertain vis-à-vis des politiques de décarbonation, ou risque que la stratégie européenne en matière d'électrification des usages et de production bas carbone ne soit pas suffisamment ambitieuse et alignée avec les intérêts du Groupe. À titre d'exemple, cela pourrait se traduire par un développement insuffisant des pompes à chaleur, de la mobilité électrique ou de l'électrification des procédés industriels,
  - risque que l'écart important entre les niveaux d'accise sur l'électricité et sur le gaz perdure et donne un signal économique contraire à l'ambition d'électrification en France ;
- risque que les politiques publiques soient défavorables à l'électrification des usages ou au développement du nucléaire, ou encore qu'elles pèsent sur le mode de rémunération d'EDF ;
- risque que la répartition de l'obligation des certificats d'économie d'énergie (CEE) ne tienne pas suffisamment compte du contenu carbone des énergies et n'incite pas suffisamment à l'électrification des usages ;
- risques sur les prix du CO_2 :
  - risque que le prix du CO_2 soit insuffisant, au point de recourir en Europe aux centrales au charbon plutôt qu'au gaz,
  - risque qu'un prix bas du CO_2 n'incite pas à la décarbonation des usages (étant précisé que des dispositions préservant la compétitivité des industriels doivent accompagner les prix du CO_2) ;
- risque que les décisions prises au niveau européen traitent de façon inéquitable les différentes sources d'énergie bas carbone au détriment notamment du nucléaire ;
- risque que les leviers financiers mis en œuvre au niveau européen ne soient pas suffisamment ambitieux pour inciter les acteurs économiques à procéder aux investissements nécessaires à la décarbonation ;

(1) Les estimations de revenus nucléaires publiées par la CRE pour 2026 et 2027 sont nettement inférieures au seuil de taxation prévu par le projet d'arrêté (voir le communiqué de presse de la Commission de régulation de l'énergie du 13 janvier 2026).

- risque que les négociations commerciales entre les États-Unis et l'Union européenne, sur le volet énergétique, freinent les ambitions d'électrification ;
- risques de modification à la baisse des seuils réglementaires de taxation des revenus du nucléaire historique (« post-ARENH »), avec des conséquences négatives sur l'espérance de revenu net d'EDF et sur sa capacité d'investissement ;
- risque que les paramètres du mécanisme de capacité (niveau de l'obligation, prix plafond intermédiaire applicable aux actifs existants) ne permettent pas une rémunération du service rendu à sa juste valeur ;
- risque que l'absence d'avancées ou de mesures nouvelles sur les aides porte préjudice aux ménages précaires, ce qui conduirait à des impayés croissants et pourrait porter préjudice à l'image de l'électricité ;
- risques de réouverture du texte européen sur le *Market Design*, ouvrant une nouvelle zone d'incertitudes sur les règles de marchés, et risques associés aux évolutions des règles opérationnelles du modèle cible d'organisation des marchés court terme (modalités du couplage des marchés et de fonctionnement des plateformes d'équilibrage) et long terme (produits de couverture, horizons temporels et modalités) ;
- risque de centralisation des décisions d'investissements dans les interconnexions et de mutualisation des coûts au travers d'un mécanisme européen au détriment des consommateurs français.

De tels développements pourraient nuire significativement aux performances financières du Groupe, à sa position concurrentielle et à ses objectifs stratégiques à long terme, notamment à sa capacité de contribuer aux objectifs de transition énergétique.

c) Actions de maîtrise

Dans un contexte de politiques publiques et de réglementations en constante évolution, les actions de maîtrise passent par des actions d'influence comportant les éléments suivants :

- analyse des impacts potentiels des textes publiés ou en préparation, en France, en Europe, et dans les zones où le Groupe est présent ;
- réponse aux consultations publiques sur les textes en préparation, aux niveaux national et européen ; défense des intérêts d'EDF au Conseil supérieur de l'énergie, dans les instances de concertation et via les associations professionnelles et d'industriels et les *think tanks* ;
- travaux avec les pouvoirs publics, les autorités et les élus, en France et en Europe, pour partager les analyses d'impact et les argumentaires dans l'intérêt d'EDF et du Groupe. À titre d'exemples :
  - promotion auprès de l'État et des parties prenantes d'un plan d'électrification de l'économie et d'un développement de l'offre cohérent avec le développement effectif de la demande,
  - promotion d'un prix du CO_2 suffisant pour inciter à la décarbonation, accompagné de dispositions préservant la compétitivité des industriels en concurrence internationale,
  - échanges réguliers avec les services de l'État sur la question du financement des charges de service public de l'énergie afin de sécuriser la mise en œuvre du mécanisme de compensation,
  - argumentaires pour que la répartition de l'obligation des certificats d'économie d'énergie (CEE) prenne en compte le contenu carbone des énergies et que le dispositif valorise les mérites des solutions électriques,
  - démarches pour le soutien d'une fiscalité des énergies cohérente avec les objectifs énergie-climat de décarbonation (mise en cohérence de l'écart de fiscalité entre gaz et électricité),
  - plaidoyers pour une reconnaissance par les instances européennes des mérites de toutes les productions bas carbone pilotables (hydraulique et nucléaire) pour le système électrique européen.

Par ailleurs, face aux conséquences potentielles de ce risque sur la demande électrique, le groupe EDF a mis en place le projet ADEUS (Accélérer et Développer l'Électrification des Usages), en vue d'accompagner les clients et prospects sur le terrain dans leur transition des énergies fossiles vers des solutions électriques.

3B – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions hydrauliques

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

La France a fait l'objet de deux mises en demeure de la Commission européenne en lien avec l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques.

b) Risques principaux

Dans le cas de mises en concurrence, le groupe EDF pourrait ne pas obtenir le renouvellement en sa faveur de chacune de ses concessions ou l'obtenir dans des conditions économiques moins favorables.

c) Actions de maîtrise

Le Gouvernement avait engagé des discussions avec la Commission européenne et le 28 août 2025, le Premier ministre a annoncé un accord de principe en vue de résoudre ces deux mises en demeure. Cet accord prévoit un changement du régime juridique des concessions vers celui d'autorisations, le maintien des exploitants en place, avec pour contrepartie la mise en vente par EDF d'une capacité virtuelle de 6 GW hydroélectriques via des enchères concurrentielles. Cette contrepartie reflète les conditions du marché de l'électricité au moment de l'enchère.

Cet accord permettrait aux opérateurs de conserver l'exploitation de toutes leurs concessions et d'engager la relance du développement hydroélectrique.

Cet accord doit encore être traduit dans la législation française. Une proposition de loi visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique a été adoptée en première lecture à l'Assemblée nationale, le 5 février 2026, et sera examinée au Sénat le 13 avril 2026.

3C – Évolution du cadre législatif et réglementaire des concessions de distribution d'électricité

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

- Enedis exerce, dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés avec chacune des autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental (voir la section 1.4.4.2 « La distribution – Enedis »).

b) Risques principaux

L'évolution du cadre légal ainsi que celle des cahiers des charges des concessions pourraient avoir un impact sur les résultats du Groupe :

- en raison des droits exclusifs qui leur sont accordés, Enedis et EDF, lors du renouvellement d'un contrat de concession, ne peuvent pas être mis en concurrence avec d'autres opérateurs. L'actuel processus de renouvellement des contrats de concession avec l'ensemble des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité est fondé sur un modèle de contrat établi en décembre 2017 par la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies), France Urbaine, Enedis et EDF ;
- le Conseil d'État a plusieurs fois confirmé la compatibilité des droits exclusifs accordés à Enedis et à EDF avec, d'une part, le droit de l'Union européenne et, d'autre part, le principe constitutionnel de libre administration des collectivités locales. La modification de ces dispositions par voie législative ou à la suite d'une décision de justice ne peut toutefois pas être exclue.

c) Actions de maîtrise

- Veille et suivi des textes, européens ou nationaux, sectoriels ou non.
- Suivi attentif de tout litige susceptible de remettre en cause le modèle de la distribution publique d'électricité.

3D – Atteinte à l'éthique ou à la conformité

CRITICITÉ : ■

a) Contexte

L'internationalisation des activités du Groupe et le renforcement des cadres réglementaires réprimant des pratiques contraires à l'éthique dans la conduite des affaires, notamment, peuvent exposer les sociétés du Groupe, ses collaborateurs ou des tiers agissant pour le compte du Groupe, à des sanctions civiles ou pénales avec des conséquences financières ou réputationnelles significatives.

b) Risques principaux

- Atteinte aux engagements éthiques ou non-conformités : fraude ou corruption, non-respect des sanctions internationales ou des règles d'*export control*, non-respect des règles relatives au blanchiment des capitaux, non-conformités financières ou sectorielles, manquement au droit de la concurrence, à la protection des données personnelles, mise en cause du devoir de vigilance.
- À ces risques s'ajoute un nouveau risque de non-conformité numérique, intégrant en particulier le développement et le déploiement de l'intelligence artificielle. Exemples : *AI Act* (règlement européen sur l'intelligence artificielle), *Data Act* (règlement européen sur le partage et utilisation des données.
- Conséquences en termes de sanctions civiles, pénales ou administratives, atteinte à la réputation du Groupe ; impact sur sa performance financière.

c) Actions de maîtrise

Afin de prévenir les risques d'atteinte à l'éthique ou de non-conformité, 11 programmes ont été mis en place, couvrant les sujets suivants :

- la prévention du risque de fraude, de corruption et de trafic d'influence, ainsi que des conflits d'intérêts ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement européen EMIR (*European Market Infrastructure Regulation* visant à réguler les marchés financiers) ;
- la conformité au règlement REMIT (règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie) ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'*export control* (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la santé sécurité).

Ces programmes sont précisés à la section 3.4.2.3 « La politique Éthique et Conformité Groupe (PECG) ». Face au nouveau risque de non-conformité numérique, le programme de protection des données personnelles a été élargi à un programme de conformité numérique, visant à sensibiliser les acteurs du Groupe à ces nouveaux enjeux, à adapter la gouvernance à ces cadres réglementaires nouveaux et en particulier à s'assurer de la conformité dans le développement et le déploiement de l'Intelligence Artificielle.

3E – Risque lié aux contentieux

CRITICITÉ : ■

a) Contexte

Dans le cadre de ses activités, le groupe EDF peut être engagé dans des procédures judiciaires ou administratives dans des domaines variés (commercial, fiscal, réglementaire...).

b) Risques principaux

L'issue de ces procédures, par nature incertaine, pourrait avoir plusieurs types de conséquences pour le Groupe :

- un effet négatif significatif sur sa réputation ;
- un impact sur sa situation financière conduisant au paiement d'une indemnité ou d'une amende ;
- le prononcé d'injonctions susceptibles d'impacter certaines de ses activités.

c) Actions de maîtrise

- Le Groupe veille au respect des réglementations applicables dans tous les pays où il poursuit ses activités.
- Le Groupe met en œuvre des politiques de prévention (politiques contractuelles, politiques de conformité...).
- Il dispose d'un dispositif de remontée d'informations à la Direction Juridique Groupe pour les litiges significatifs avérés ou potentiels. Les principales procédures en cours sont décrites à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 20 « Passifs et actifs éventuels » et dans la section 7.1.5 « Litiges ».

2.2.4 Risques financiers et de marché

4A – Risque marchés énergies

CRITICITÉ : ■ ■ ■

a) Contexte

Le Groupe opère, principalement en Europe, sur les marchés de l'énergie à travers ses activités de production, de distribution et de commercialisation. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros : électricité – prix de l'énergie et prix des garanties de capacité pour les pays concernés – gaz, charbon, produits pétroliers, quotas d'émissions de CO_2 (voir la section 5.1.1 « Éléments de conjoncture »). Il existe une corrélation entre ces marchés : une baisse des prix du gaz, du charbon, des produits pétroliers ou du CO_2 entraîne généralement une baisse des prix de l'électricité.

Les prix de gros de ces différentes commodités fluctuent au gré de l'équilibre entre l'offre et la demande au niveau mondial (pour le pétrole, le charbon et le gaz) ou européen et national (pour le CO_2 et pour l'électricité) y compris en lien avec des facteurs macroéconomiques et géopolitiques. Ces marchés peuvent connaître des fluctuations de prix importantes et imprévisibles, à la hausse comme à la baisse, ainsi que des crises de liquidité, ce qui pourrait avoir un effet négatif matériel sur la situation financière et les résultats d'exploitation du Groupe.

b) Risques principaux

Le résultat et l'ensemble des indicateurs financiers d'EDF peuvent être affectés par ces variations. EDF est exposée à des prix de marchés bas. Sur un temps long, un déséquilibre entre la croissance de l'offre de production et la croissance de la consommation ou le prix des commodités seraient susceptibles de tirer les prix de gros vers le bas.

L'augmentation du volume d'activité du Groupe sur les marchés de gros consécutive à la fin de l'ARENH l'expose à des besoins de trésorerie plus importants pour faire face aux appels de marges et dépôts de marges initiales ainsi qu'à des risques de contreparties en cas de défaillance de ses partenaires commerciaux (voir le risque 4E « Risque d'accès à la liquidité »).

La situation actuelle au Moyen-Orient a conduit Qatar Energy, le principal fournisseur de LNG d'Edison, à déclarer deux cas de force majeure sur son contrat de fourniture [1]. A ce stade, les informations reçues du fournisseur ne portent pas d'impact matériel sur l'approvisionnement en gaz d'Edison et sur sa stabilité financière. Le Groupe reste attentif à l'évolution de la situation et des impacts potentiels.

c) Actions de maîtrise

Le Groupe gère son exposition aux marchés de l'énergie à travers :

- la politique Groupe Risques Marchés Énergies portant sur l'ensemble des commodités énergies, et visant à réduire progressivement les incertitudes sur le niveau de ses résultats financiers des années proches ;
- un dispositif de contrôle des risques marchés énergies qui 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 ;
- le développement des contrats de long terme concourt à réduire la variabilité des recettes d'une année sur l'autre.

(1) Voir les communiqués de presse d'Edison du 5 mars 2026 « Edison: notification of force majeure from Qatarenergy » et du 27 mars 2026 « QatarEnergy extends force majeure until mid-June 2026 ».

4B – Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

L'établissement des états financiers du groupe EDF nécessite le recours à des jugements, estimations et hypothèses, notamment pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 1.2.4 « Jugements et estimations de la Direction du Groupe »).

b) Risques principaux

Le risque de variation des actifs et des passifs comptables, dépend du contexte économique et financier, de l'évolution des activités et des marchés au sein desquels le Groupe évolue et des normes comptables :

- s'agissant de la valeur des actifs, notamment les actifs immobilisés de production des projets EPR en cours de réalisation par le Groupe en France (EPR2) et au Royaume-Uni (HPC, Sizewell) : il existe un risque de perte de valeur de ces actifs qui pourrait dégrader la situation financière et la performance du Groupe, lié à l'évolution incertaine du contexte économique, des taux d'intérêt (voir le risque 4D « Risque taux d'intérêt ») et du cadre réglementaire, ou à une dégradation de la performance technique ou opérationnelle de ces actifs (voir la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle ») ;
- s'agissant de la valeur des passifs : il existe un risque de variation à la hausse des provisions inscrites au bilan du Groupe, lié en particulier au risque 4D « Risque taux d'intérêt », qui pourrait dégrader la situation financière et la performance du Groupe en réduisant notamment ses capacités d'appels aux marchés financiers pour financer ses activités.

Concernant les provisions nucléaires : outre les éléments décrits au risque 2A « Maîtrise du traitement des déchets radioactifs et du démantèlement des installations nucléaires et sécurisation des engagements associés », l'évaluation des provisions nucléaires dépend également de l'évolution des normes comptables internationales pour l'établissement des comptes consolidés du Groupe. En particulier, le projet d'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels », engagé par l'IASB (normalisateur international) depuis 2023, porte, entre autres, sur la définition du taux d'actualisation dit « sans risque » qui pourrait, en fonction des modalités d'estimation, être sensiblement inférieur au taux d'actualisation actuellement prescrit et retenu par le Groupe pour l'évaluation de ses provisions nucléaires (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », notes 14.1.1.5 « Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité » et 14.1.2.1 « Réglementation »).

c) Actions de maîtrise

Les principales actions de maîtrise sont les suivantes :

- veiller à la conformité de la politique sur le reporting financier et comptable ;
- un contrôle et une gouvernance dédiés (voir le risque 1A « Maîtrise des grands projets industriels complexes, y compris les projets EPR »), visant à conforter la valeur des actifs du Groupe. Les tendances économiques et les évolutions de marché sont suivies périodiquement et des analyses approfondies de la valeur des actifs du Groupe sont effectuées régulièrement afin de détecter rapidement toute dépréciation éventuelle et adapter la stratégie du Groupe. Dans ce cadre, la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance examine la valeur des actifs et réalise des tests d'*impairment* (ou tests de dépréciation) dans le respect des normes comptables applicables. Le Groupe s'assure de la recouvrabilité de la valeur de ses actifs, présentés au bilan lors de l'établissement des états financiers (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 9.7 « Perte de valeur/reprises ») ;
- un processus organisé et une gouvernance dédiée pour l'évaluation des provisions pour l'aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs en France (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14.1.1 « Provisions nucléaires ») ;
- des évaluations externes des provisions pour avantages du personnel, qui font l'objet de mises à jour régulières des hypothèses actuarielles (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 15.1.2 « Hypothèses actuarielles retenues ») ;
- la sensibilisation des parties prenantes et la contribution aux projets d'évolution comptable à enjeux pour le Groupe, liés notamment aux normes comptables internationales. Ainsi, le Groupe s'est mobilisé sur le projet d'évolution de la norme IAS 37 « Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels » engagé par l'IASB, pour l'évaluation de ses provisions nucléaires. Les actions engagées par le Groupe permettent, à date, de limiter les conséquences attendues de l'application de ce texte. Le Groupe reste attentif à la publication définitive du texte, contribue et sollicite ses parties prenantes, notamment ses commissaires aux comptes, quant aux impacts qui pourraient en résulter.

4C – Risque marchés financiers

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Le Groupe est exposé au risque inhérent aux marchés financiers, notamment sur les titres détenus dans le cadre des actifs dédiés constitués pour couvrir le coût des engagements de long terme liés au nucléaire, sur les fonds externalisés au titre des retraites et dans une moindre mesure, sur ses actifs de trésorerie et ses participations directes.

b) Risques principaux

Le Groupe est exposé à un risque de volatilité des actions et obligations de ces portefeuilles, et principalement :

- un risque lié à la volatilité annuelle des actions cotées qui s'établit au 31 décembre 2025 à 14,11 % contre 12,37 % au 31 décembre 2024. La valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2025 s'élève à 14 206 M€. En appliquant la volatilité de 14,11 % à cette valeur des actions cotées des actifs dédiés, le Groupe estime la volatilité annuelle de ces actifs à 2 004 M€ ;
- un risque lié à la sensibilité des obligations cotées détenues dans les actifs dédiés qui s'établit au 31 décembre 2025 à 5,23 %, contre 5,16 % à fin 2024. La valeur de marché des obligations cotées des actifs dédiés d'EDF à fin décembre 2025 s'élève à 14 243 M€. Avec une sensibilité de 5,23 %, le Groupe estime qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de 746 M€ de la valeur de marché de ces actifs ;
- un risque de taux et de change (voir les risques 4D « Risque taux d'intérêt » et 4G « Risque de taux de change »).

c) Actions de maîtrise

- Les risques financiers des portefeuilles sont suivis périodiquement (hebdomadaire, mensuel) selon leur nature.
- Des mandats et cadres de risques définissent le profil de risque et l'univers d'investissement, avec des limites et seuils d'alertes associés.
- Les stratégies et intentions de gestion des différents portefeuilles sont régulièrement revues notamment par des calculs d'allocation pour réévaluer le ratio rendement/risque à long terme.
- Une gouvernance spécifique sur ces activités est prévue en cas de dépassement de limites.

4D – Risque taux d'intérêt

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Le Groupe est exposé aux risques liés à l'évolution des taux d'intérêt dans les pays où il opère. Ces taux dépendent en partie des politiques des banques centrales.

b) Risques principaux

Risques principaux liés à une baisse des taux d'intérêt

- Une baisse des taux d'intérêt est susceptible d'impacter l'endettement économique du Groupe, notamment la valeur des actifs et passifs financiers ainsi que des passifs actualisés. En effet, les taux d'actualisation des provisions pour avantages du personnel (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 15 « Provisions pour avantages du personnel ») et des provisions liées à la production nucléaire (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025, note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés ») sont liés aux taux d'intérêt, et une baisse des taux d'actualisation en valeur nominale, à taux d'inflation inchangé, conduirait à une hausse de ces provisions.
- Une hausse des anticipations des taux d'inflation, à taux d'intérêt et donc à taux d'actualisation en valeur nominale inchangés, se traduirait par une baisse des taux d'actualisation en valeur réelle, ce qui conduirait à une hausse de ces provisions.

Risques principaux liés à une hausse des taux d'intérêt

Une hausse des taux d'intérêt peut réduire la capacité du Groupe à se financer dans des conditions optimales, et rendre son financement plus difficile et plus cher en contexte de marché tendu. S'agissant des taux variables, il existe un risque de variation à la hausse des coupons payables par le Groupe qui pourrait ne pas être compensée par les coupons reçus sur l'ensemble des actifs financiers détenus par le Groupe (titres financiers, produits dérivés, dette). Ainsi, une hausse des taux d'intérêt de 0,5 % aurait un effet négatif d'environ 85 M€ sur le résultat. En revanche, ces impacts défavorables seraient contrebalancés par les effets positifs sur les passifs de long terme (voir ci-dessus baisse des taux d'intérêt), visible uniquement sur le bilan du Groupe.

Une hausse des taux d'intérêt pourrait également se traduire par une hausse des coûts moyens pondérés du capital du Groupe et conduire, le cas échéant, à une perte de valeur sur certains actifs (voir le risque 4B « Risque lié aux actifs et passifs comptables identifiés au bilan du Groupe »). Ce risque concerne en particulier les actifs du Groupe situés en France notamment dans le contexte d'une dégradation éventuelle de la note des obligations de l'État français par les agences de notation, et ceux situés au Royaume-Uni.

c) Actions de maîtrise

- Le risque sur les passifs actualisés de baisse des taux d'intérêt ou de hausse des taux d'inflation est en partie couvert par les actifs de couverture sensibles aux taux d'intérêt et à l'inflation (actifs d'adossement en particulier).
- Le Groupe a mis en place un pilotage de l'endettement financier net à taux variable, avec des scénarios « couple rendement/risque » sur les charges financières nettes établis à partir des anticipations d'évolution de taux d'intérêt.
- Une partie de la dette est variabilisée via des instruments dérivés de taux utilisés à des fins de couverture.

4E – Risque d'accès à la liquidité

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Le Groupe doit disposer à tout moment de ressources financières suffisantes pour financer son activité et ses investissements pour faire face à d'éventuels évènements exceptionnels. À cette fin, le Groupe recourt aux marchés obligataires et monétaires, aux emprunts bancaires, ainsi qu'à des dettes collatéralisées ou non (voir la section 6.3 « Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025 », note 2.2 « Opérations de financement »).

b) Risques principaux

- Toute dégradation matérielle de la notation financière d'EDF [1] pourrait augmenter le coût de financement et de refinancement de la dette existante et avoir un impact négatif sur la capacité du Groupe à se financer.
- Chaque agence de notation dispose de sa propre méthode d'appréciation, qui dépend notamment de la disponibilité des actifs de production nucléaire du Groupe en France et des révisions de la notation de la France au titre du « support de l'État ». Par conséquent, toute baisse de la notation de l'État pourrait avoir des répercussions sur la notation d'EDF.
- Le Groupe étant soumis à des mécanismes d'appels de marge sur les marchés énergies et financiers, il existe un risque spécifique de financement de ces besoins de liquidités potentiels qui se sont accrus dans le cadre réglementaire du post ARENH.

c) Actions de maîtrise

Les principales actions de maîtrise sont :

- une diversification des devises de financement et de la base d'investisseurs : EDF émet sur les marchés de l'euro, du dollar US, du dollar canadien, du dollar australien, du yen, du franc suisse et de la livre sterling ;
- une mise à jour du cadre de financement vert [2] d'EDF en avril 2025 qui permet d'accroître les émissions obligataires vertes portées par une demande soutenue des investisseurs, notamment pour les projets nucléaires en France et au Royaume-Uni ;
- la mise en place de facilités de crédit (de *back-up*) bilatérales et syndiquée (crédit syndiqué signé en novembre 2024) ;
- une centralisation du financement des filiales contrôlées : la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est financée par la trésorerie du Groupe via des facilités de crédit *revolving*. Le financement à moyen et à long terme des activités du Groupe situées hors de France est assuré par EDF et sa filiale EDF Investissements Groupe qui interviennent de manière autonome et appliquent des conditions de financement équivalentes à celles qu'une filiale obtiendrait sur le marché en situation de pleine concurrence ;
- un mécanisme de *cash pooling* qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées. Les soldes de trésorerie des filiales sont mis à disposition d'EDF de façon rémunérée, ce qui permet d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe et de proposer aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché, une gestion active et une diversification des sources de financement du Groupe ;
- la mise en pension de titres issus du portefeuille de la trésorerie auprès de contreparties bancaires contre numéraire ;
- une gouvernance spécifique au sujet appels de marge avec des suivis hebdomadaire et mensuels de plusieurs niveaux de poches de liquidité (1 à 6 mois) qui permet une approche à court terme adaptée aux besoins de liquidité en prenant en compte les différents financements disponibles ;
- un processus de prévision du cash qui permet d'anticiper les besoins du Groupe en fonction de son activité et des échéanciers de dette.

4F – Risque de contrepartie

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Le Groupe est confronté au risque de défaillance de ses contreparties (partenaires, sous-traitants, prestataires, fournisseurs ou clients).

À fin septembre 2025, 90 % des expositions du Groupe concernent des contreparties de classe *investment grade*. Ce taux élevé s'explique par la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs réalisées principalement sur des actifs peu risqués.

Néanmoins, l'augmentation du volume d'activité du Groupe sur les marchés de gros consécutive à la fin de l'ARENH entraîne un risque de contrepartie plus élevé.

b) Risques principaux

La défaillance de certaines contreparties peut avoir des répercussions financières sur le Groupe telles que des pertes de créances, de trésorerie, ou des surcoûts liés à un changement de fournisseur en cours de projet.

c) Actions de maîtrise

Le Groupe met en place :

- une politique dédiée appliquée à EDF et à l'ensemble des filiales contrôlées qui prévoit notamment une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe et une revue des contreparties associées ;
- des actions de mitigations du risque (dépôt de garantie, garanties bancaires ou maison-mère, clause de *rating trigger*) à l'égard des contreparties industrielles et commerciales susceptibles d'être fragilisées par un contexte économique défavorable ;
- des procédures d'autorisation des contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF. La consommation des limites d'exposition est actualisée en temps réel et vérifiée quotidiennement. En cas d'alerte ou de détérioration de la situation d'une contrepartie, la pertinence des limites est réexaminée ;
- un suivi quotidien des expositions liées de *trading* sur les marchés d'énergies, avec attribution des limites en fonction de la solidité financière de chaque contrepartie. Des dispositifs de réduction du risque tels que les accords de *netting* des positions, les accords de *cash* collatéral.

(1) À la date du présent document d'enregistrement universel, la notation long terme d'EDF est la suivante : BBB+ assortie d'une perspective stable (S&P Global Ratings) ; Baa1 assortie d'une perspective stable (Moody's) ; BBB+ assortie d'une perspective négative (Fitch Ratings).
(2) www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/investisseurs-actionnaires/espace-obligataire/finance-durable

4G – Risque de taux de change

CRITICITÉ : ■

a) Contexte

En raison de la diversification de ses activités et de sa présence internationale, le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des taux de change. 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. En outre, dans la mesure où le Groupe est susceptible d'encourir des charges dans une devise différente de celle dans laquelle les ventes correspondantes sont réalisées (ou inversement), des fluctuations des taux de change pourraient affecter sa rentabilité.

b) Risques principaux

Le Groupe est exposé aux risques de fluctuation des taux de change, qui peuvent avoir un impact sur :

- les états financiers en affectant les écarts de conversion des postes de bilan, les fonds propres, les écarts de change sur les éléments du compte de résultat, ou la rentabilité des projets ;
- les résultats du Groupe, rendant ainsi difficiles les comparaisons de performance d'une année à l'autre : si l'euro s'apprécie (ou se déprécie) par rapport à une autre devise, la valeur en euros des éléments d'actif et de passif, des produits et des charges initialement comptabilisés dans cette autre devise diminuera (ou augmentera).

c) Actions de maîtrise

Les principales actions de maîtrise sont :

- le financement en devises : le Groupe finance ses activités en fonction de la monnaie fonctionnelle de chaque entité dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- l'adossement actif/passif : le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché notamment via des dettes en devises ou par le recours à des instruments financiers dérivés. Le niveau de couverture est déterminé selon un ratio rendement/risque et varie selon la devise. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes et font l'objet d'un suivi au moyen de calculs de sensibilités ;
- la couverture des flux opérationnels en devises : selon le cadre stratégique de gestion financière du Groupe, EDF et ses principales filiales exposées au risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF power solutions) mettent en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à leurs flux opérationnels futurs.

2.2.5 *Transformation du Groupe et risques stratégiques*

5A – Adaptation des compétences

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Pour réussir ses projets industriels, les besoins en compétences du groupe EDF et de ses partenaires industriels sont estimés à environ 20 000 emplois supplémentaires par an en moyenne pendant 10 ans dont 10 000 par an pour la filière nucléaire.

b) Risques principaux

Risque d'un gréement partiel au regard des volumes de compétences nécessaires, de la faible attractivité des métiers de l'industrie, du risque de rétention des compétences au sein des entités de la filière industrielle en réponse à leurs besoins et du contexte dynamique de l'emploi en France.

c) Actions de maîtrise

- Construction d'un plan d'actions stratégique sur les compétences avec les entreprises et les salariés des filières de la transition énergétique.
- Amplification des actions mises en œuvre en matière de développement et de sécurisation des compétences à 10 ans. Le Chantier Compétences vise à développer et fidéliser les compétences existantes au sein du Groupe et à préparer les compétences nécessaires. Cette nouvelle dynamique embarque l'ensemble des parties prenantes : les pouvoirs publics, l'Éducation nationale, France Travail, les industriels concernés, aux niveaux national et local.

5B – Adaptation au changement climatique : risques physiques et risques de transition

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

La « *Task Force for Climate-related Financial Disclosures* » (TCFD) divise les risques liés au changement climatique en deux catégories :

- les risques de non-adaptation aux effets physiques du changement climatiques, dits « risques physiques » ;
- les risques induits par la transition vers une économie bas carbone, dits « risques de transition ».

Le fonctionnement des installations du groupe EDF est étroitement lié aux ressources naturelles (en particulier eau, vent et ensoleillement). La fiabilité globale du système électrique repose sur la résilience des installations de production et des infrastructures de réseaux face aux évolutions climatiques, qu'il s'agisse d'effets chroniques ou de l'augmentation de la fréquence et de l'intensité d'évènements climatiques extrêmes.

Le contexte de transition dans le sens de la décarbonation est *a priori* favorable pour le Groupe qui s'est fixé, dès 2018, l'objectif de contribuer à l'atteinte de l'ambition « zéro émission nette » d'ici à 2050. Il s'est ensuite engagé en 2020 sur une trajectoire de réduction de l'ensemble de ses émissions (Scopes 1, 2 et 3) à 2030 et sur un plan de transition climatique (voir la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »).

b) Risques principaux

Voir aussi la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique ».

Principaux risques physiques

- Risques aigus : vagues de chaleur, sécheresse, précipitations extrêmes ou tempêtes.
- Risques chroniques : hausse des températures, du niveau de la mer ou augmentation des précipitations moyennes.

Leurs conséquences potentielles, en l'absence d'actions de maîtrise adéquates, seraient les suivantes :

- conséquences sur la continuité de l'activité du Groupe, ses performances opérationnelles, ainsi que son bilan et ses résultats financiers (dépenses supplémentaires d'assurance ou d'adaptation des installations) ;
- conséquences sur les conditions de travail, le niveau de production, les capacités de transfert des réseaux et les ressources naturelles exploitées, en particulier la ressource en eau (conflits de ressources) ;
- potentiel impact sur la sûreté, la sécurité des installations et des infrastructures de réseau ou sur le niveau de production.

Principaux risques de transition

- Effets du contexte externe, sociétal, concurrentiel, social, économique, ou industriel : il pourrait constituer un frein à la transition énergétique. À titre d'exemple, le développement de nouveaux moyens de production nucléaire pourrait ne pas être reconnu au niveau sociétal et politique comme déterminant pour permettre la transition bas carbone ; de même des conflits d'usage sur les sols, l'eau, ou les minéraux rares pourraient aussi freiner la transition énergétique.
- Risque de non-réussite des actions de fermeture ou de décarbonation de centrales aux combustibles fossiles, développement insuffisant de moyens de production renouvelables, en complément de la production nucléaire et hydraulique.
- Risques de réputation ou d'actifs thermiques échoués en cas de difficultés à suivre la trajectoire de décarbonation fixée pour le secteur électrique européen à horizon 2040.
- Conditions incitatives non réunies, notamment concernant la robustesse du prix du CO_2 à long terme ou le soutien à l'ensemble des technologies bas carbone et leurs chaînes de valeur.
- Risques liés à l'absence de standardisation dans les labels qui rend difficilement lisible l'impact des activités d'EDF par ses parties prenantes. Le groupe EDF est labellisé 1,5°C par Moody's (Net Zero Assessment) mais encore sur une trajectoire *Well Below 2°C* selon SBTi (label « Science Based Target initiative »).

c) Actions de maîtrise

Actions de maîtrise globale - synthèses et cartographie des risques climatiques

- Le Groupe dispose depuis les années 1990 d'une expertise importante en matière climatique, tant dans sa direction R&D que dans ses centres d'ingénierie.
- Une cartographie des risques climatiques à l'échelle du Groupe est régulièrement présentée au Comité des risques et de l'audit. Elle a débouché sur la mise en place depuis 2019 de la démarche résilience du Groupe, incluse dans le projet d'entreprise, qui porte sur l'adaptation aux risques physiques (voir ci-dessous les actions de maîtrise spécifiques aux risques physiques), et sur la définition d'une trajectoire carbone ambitieuse (voir la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »).
- Des audits sur l'adaptation des moyens du groupe EDF au changement climatique ont été menés en 2022 et en 2024 portant sur les risques environnementaux et climatiques. Les recommandations de 2024 portent sur : l'harmonisation des hypothèses relatives à l'évolution du climat entre les différentes entités du Groupe, la précision du niveau de résilience attendu pour le système électrique, la planification opérationnelle et le chiffrage des plans d'adaptation. Un plan d'action a été déployé et est suivi dans le cadre de la démarche résilience du Groupe.
- Sensibilisation des dirigeants du Groupe aux enjeux climatiques (voir la section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »).

Actions de maîtrise spécifiques face aux risques physiques

- Des réexamens périodiques sont réalisés sur les installations nucléaires et hydrauliques, intégrant le retour d'expérience et les projections liées au changement climatique.
- Dans le cadre de la démarche résilience, des plans d'adaptation des entités opérationnelles les plus concernées ont été mis en place et sont régulièrement actualisés. En particulier, un programme nommé ADAPT a été mis en place en France afin de renforcer la résilience, dans la durée, des installations de production nucléaires et thermiques du Groupe face au changement climatique. Ce programme prend en compte les enjeux systémiques, les risques et impacts relatifs à l'ensemble des parties prenantes, internes et externes.
- Actions de veille et d'anticipation sur les effets extrêmes et chroniques, de manière à actualiser les plans d'adaptation des installations de production et infrastructures, mais aussi pour anticiper les conséquences en termes d'équilibre offre-demande.
- Le Groupe renouvelle régulièrement ses couvertures assurantielles en lien avec les risques de nature climatique.

Actions de maîtrise spécifiques face aux risques de transition

- Le Groupe se mobilise dans l'ensemble des solutions bas carbone, qu'il s'agisse de moyens de production d'électricité (renouvelables et Nouveau Nucléaire) ou de développement des flexibilités (notamment le stockage électrique), dans la mobilité électrique bas carbone et dans le développement de solutions de décarbonation pour l'industrie.
- Comme étape ultime d'une démarche de contribution à l'atteinte de la neutralité, le Groupe privilégie les projets dits « à émission négative de haute intégrité » pour compenser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050.

5C – Capacité de transformation face aux ruptures

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

- Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe ayant un impact significatif sur les activités du Groupe (voir la section 2.2.3 « Régulation des marchés, risques politiques et juridiques »).
- Consensus de tous les acteurs européens sur le rôle majeur de l'électricité dans la décarbonation des activités économiques d'ici 2050 mais la mise en œuvre est difficile.
- Tendance à une consommation atone et à la baisse des prix d'électricité en France.
- Émergence de nouveaux marchés et de nouveaux acteurs, évolution des modèles d'activité des acteurs pouvant impacter les marchés de l'énergie. Évolution du contexte concurrentiel des marchés sur lesquels le Groupe opère, et des nouvelles attentes des clients.
- Tensions sur les matières premières et matières critiques ; tensions géopolitiques.
- Impact du changement climatique sur les activités du Groupe.

Dans ce contexte, la compétition s'intensifie dans tous les domaines : production d'énergie, fourniture, services, stockage, appels d'offres à l'international, alors que les réglementations évoluent, notamment avec les nouvelles dispositions de fonctionnement des marchés post-ARENH.

b) Risques principaux

Dans le contexte évoqué ci-dessus, le risque principal est de ne pas atteindre les ambitions stratégiques du Groupe. En particulier :

- risque que les transformations engagées pour faire face aux défis et opportunités créés dans ce contexte soient insuffisantes (dont transformation numérique) et/ou que le modèle du Groupe soit remis en cause ;
- risque que les coûts du nouveau nucléaire ainsi que la capacité du Groupe à les financer contraignent le Groupe à reconsidérer son positionnement et ses ambitions stratégiques ;
- même en cas de transformation bien engagée et de dispositifs contractuels adéquats, le Groupe pourrait ne pas assurer la mise en œuvre de ses projets bas carbone selon les calendriers prévus et dans des conditions satisfaisantes. Les solutions bas carbone pourraient ne pas complètement répondre dans la durée aux besoins exprimés par les clients et parties prenantes du Groupe avec la rentabilité escomptée ;
- risque que la mobilisation individuelle et collective du personnel ne soit pas suffisante, et que les modes de fonctionnement ne soient pas suffisamment efficaces, au regard des défis et de l'environnement externe du Groupe ;
- risque de non-atteinte de nos objectifs d'électrification des usages fossiles présents dans le projet d'entreprise Ambitions 2035.

c) Actions de maîtrise

Les actions qui suivent s'inscrivent dans la raison d'être du Groupe et ses engagements RSE, en réponse aux besoins de ses clients et parties prenantes, face aux évolutions de l'environnement externe :

- poursuite du développement et du déploiement des solutions bas carbone : fourniture d'électricité bas carbone et services, notamment d'efficacité énergétique et de décarbonation des usages en accélérant la mise en œuvre des solutions d'électrification des usages, production d'électricité bas carbone, solutions de flexibilité (dont stockage et stations de pompage à l'amont, et flexibilité des usages à l'aval), dans une logique d'optimisation des modèles d'affaire du Groupe, de ciblage accru pour ses investissements, de RSE et de proximité avec les clients et les territoires ;
- cette stratégie associe la recherche de relais de croissance à la valorisation des actifs existants. Voir la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » ;
- partage du projet d'entreprise « Ambitions 2035 » permettant de porter, auprès des salariés, les ambitions et la nécessaire transformation du Groupe ;
- mise en place des programmes de développement, d'adaptation, de transformation et des plans de performance. Ces programmes peuvent être complétés par une analyse stratégique des actifs, qui peut elle-même conduire à un besoin d'agilité financière supplémentaire donnant lieu à des cessions ou des acquisitions (voir la section 1.2.3 « Faits marquants ») ;
- promotion et partage des valeurs du Groupe comme boussole dans un environnement fluctuant : Sûreté-Sécurité-Santé, Professionnalisme, Performance, Ouverture, Engagement ;
- renforcer les actions pour sortir de la situation de surcapacité actuelle en mettant notamment en œuvre le plan ADEUS (Accélération et le Développement des Usages Électriques).

5D – Capacité à assurer les engagements sociaux de long terme

CRITICITÉ : ■ ■

a) Contexte

Les régimes de retraite applicables dans les différents pays où le Groupe opère impliquent des engagements de long terme de versement de prestations aux salariés du Groupe concernant les régimes à prestations définies (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 15 « Provisions pour avantages du personnel »).

En France, à ces engagements au titre des retraites s'ajoutent d'autres engagements pour avantages au personnel postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme au personnel en activité. Les montants de ces engagements, les provisions constituées, les fonds externalisés ou les fonds de pension mis en place et les contributions additionnelles visant à compenser les insuffisances de fonds sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles, notamment un taux d'actualisation susceptible d'être ajusté en fonction des conditions de marché, et, dans le cas des engagements sociaux en France, des règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants à la charge du Groupe.

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF sont investis à hauteur de 34 % en actions fin décembre 2025, soit un montant de 3,2 Mds€.

Au 31 décembre 2025, le fonds de pension à prestations définies d'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 6,8 % à fin 2025 (5,8 % à fin 2024), ce qui représente désormais un montant de 369 millions de livres sterling.

b) Risques principaux

- Les hypothèses et règles utilisées pourraient faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements actuels du Groupe au titre des retraites et autres avantages au personnel, et donc entraîner une augmentation des provisions correspondantes.
- Au Royaume-Uni, si la valeur des fonds de pension devait s'avérer insuffisante eu égard aux engagements correspondants, principalement du fait des hypothèses de calcul ou des évolutions des marchés financiers, ceci pourrait impliquer la nécessité pour le Groupe de devoir verser des contributions additionnelles dans les fonds concernés et avoir un impact négatif sur sa situation financière.

c) Actions de maîtrise

Afin de couvrir ces engagements, le Groupe a mis en place un fonds de pension (EDFG) au Royaume-Uni, où la couverture des engagements est une obligation réglementaire, et des fonds externalisés en France, qui permettent une couverture partielle des engagements. Ces fonds font l'objet d'une stratégie de gestion actif-passif visant à maîtriser les risques d'augmentation des provisions résultant de ces engagements.



État de durabilité et Plan de vigilance

3.1 Informations générales 140
3.1.1 Base d'établissement de l'état de durabilité 140
3.1.2 Gouvernance 142
3.1.3 Stratégie, impacts, risques et opportunités matériels et politique RSE 146

3.2 Informations environnementales 151
3.2.1 Système de management de l'environnement 151
3.2.2 ESRS E1 – Changement climatique 152
3.2.3 ESRS E2 – Pollution 180
3.2.4 ESRS E3 – Ressources hydriques 184
3.2.5 ESRS E4 – Biodiversité et écosystèmes 191
3.2.6 ESRS E5 – Utilisation de ressources et économie circulaire 198
3.2.7 Taxonomie verte 206

3.3 Informations sociales 214
3.3.1 Engagements sociaux du Groupe 214
3.3.2 ESRS S1 – Effectif de l'entreprise 218
3.3.3 ESRS S2 – Travailleurs de la chaîne de valeur 232
3.3.4 ESRS S3 – Communautés affectées 243
3.3.5 ESRS S4 – Consommateurs et utilisateurs finaux 250

3.4 Informations sur la conduite des affaires 259
3.4.1 Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels 259
3.4.2 Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires 260
3.4.3 Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs 263
3.4.4 Prévention et détection de la corruption 264
3.4.5 Sûreté et gestion de crise 265
3.4.6 Influence politique et activités de lobbying 266

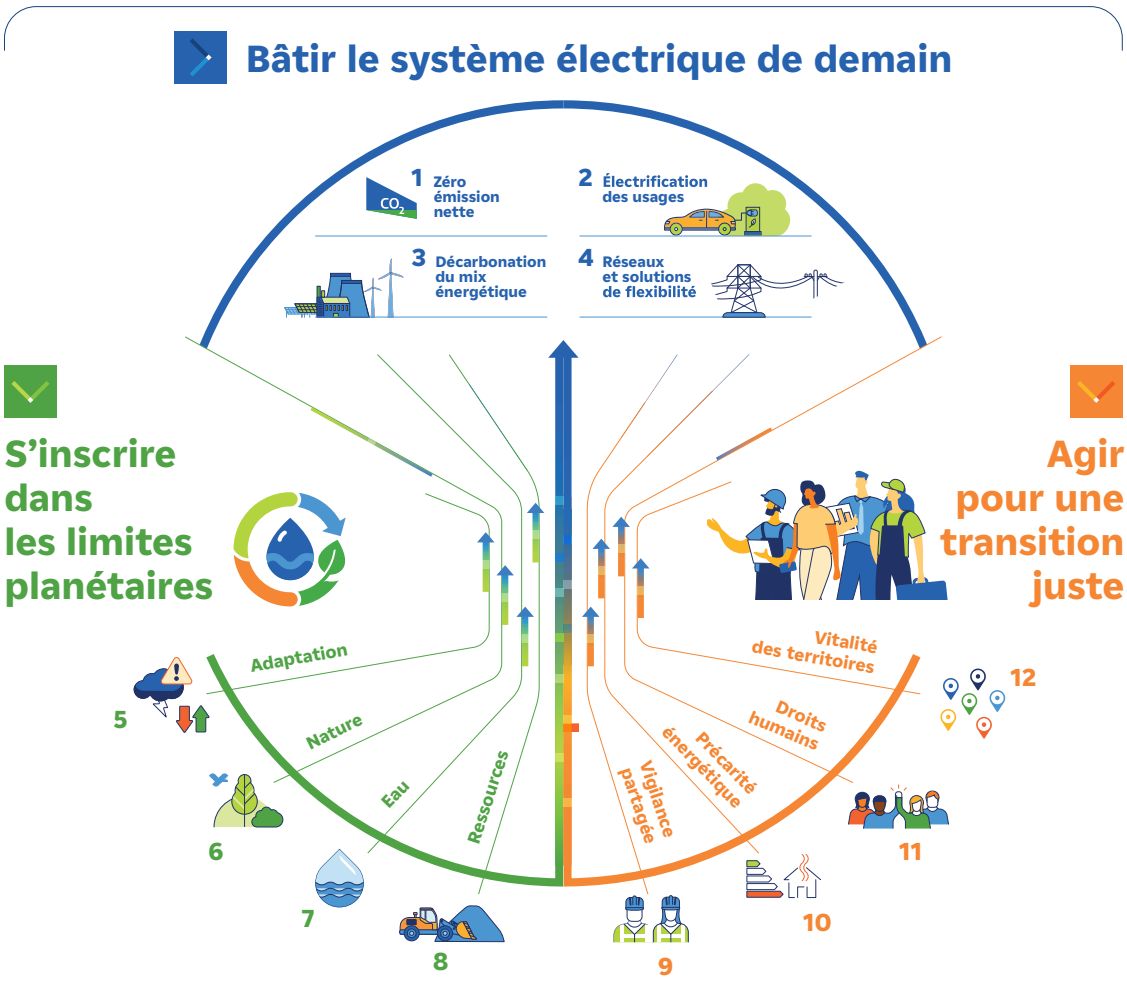
3.5 Annexes et Rapport de certification des informations en matière de durabilité 269
3.5.1 Annexes 269
3.5.2 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations 281

3.6 Plan de vigilance 285
3.6.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance 285
3.6.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes 287
3.6.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance 288
3.6.4 Méthodologie de cartographie des risques devoir de vigilance 289
3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2025 290
3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation 290
3.6.7 Système d'alerte du Groupe 298
3.6.8 Dispositifs de suivi 298

Avec son projet d'entreprise « Ambitions 2035 » qui prolonge sa raison d'être, le groupe EDF entend contribuer à bâtir le système électrique de demain. La réalisation de cette ambition passe par une approche systémique entre les enjeux climatiques, naturels et de transition juste. L'architecture RSE du Groupe incarne cette logique et permet d'ancrer la métamission de décarbonation sans pour autant omettre la dépendance aux ressources naturelles et la capacité des parties prenantes à pouvoir faire la transition.

NOS **ENGAGEMENTS RSE**

Notre raison d'être :
Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement, grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants.
Pour contribuer au projet d'entreprise Ambitions 2035, **EDF se fixe 3 objectifs et 12 engagements RSE.**



Notre ambition : être la génération qui fait la transition



Bâtir le système électrique de demain

1. **Une ambition « Zéro émission nette »** sur l'ensemble de nos activités à l'horizon 2050.
2. **Électrification des usages :** accompagner nos clients vers des solutions innovantes bas carbone.
3. **Décarbonation du mix énergétique :** accélérer la substitution des fossiles par de l'électricité et de la chaleur bas carbone, grâce à nos installations, existantes et futures, nucléaires et renouvelables.
4. **Développement des réseaux et des solutions de flexibilité** pour répondre aux besoins du système électrique et faire face aux défis de la transition énergétique.

S'inscrire dans les limites planétaires

5. **Adaptation :** renforcer l'adaptabilité de nos activités dans les territoires face aux dérèglements climatiques.
6. **Nature :** contribuer à la régénération des écosystèmes et minimiser nos impacts négatifs.
7. **Eau :** contribuer à préserver la ressource en eau pour favoriser la résilience des milieux et satisfaire les usages de façon concertée et durable.
8. **Ressources :** s'engager pour un modèle circulaire sobre en matières premières et une gestion responsable de nos déchets nucléaires et conventionnels.

Agir pour une transition juste

9. **Vigilance partagée :** veiller à la sécurité et à la santé de toutes et tous, collaborateurs, partenaires et fournisseurs.
10. **Lutter contre la précarité énergétique.**
11. **Promouvoir les droits humains** pour plus d'inclusion, de diversité et d'impact positif dans notre chaîne de valeur.
12. **Vitalité des territoires :** maximiser les retombées positives pour les territoires accueillant nos activités par la concertation avec nos parties prenantes et le respect de leurs droits fondamentaux.

Bâtir le système électrique de demain

CHANGEMENT CLIMATIQUE

ESRS E1, S4

Actions clés

Ambition « Zéro émission nette »

- **Réduire les émissions directes** de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici **2050**
- **Réduire d'au moins 90 % les émissions directes et indirectes,** neutraliser les émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité.

Électrification des usages

- **Accélérer le développement des usages électriques**, tout en accompagnant les clients dans la sobriété et l'efficacité énergétique via une gamme d'offres d'électrification adaptées pour la décarbonation du transport, de l'industrie, des bâtiments et des collectivités.

Décarbonation du mix énergétique

- **Produire plus d'électricité bas carbone :**
  - prolongation de la durée de vie du parc nucléaire existant,
  - déploiement de nouveaux projets nucléaires en France et au Royaume-Uni,
  - développement de l'hydroélectricité et des autres énergies renouvelables.
- **Réduire les émissions directes du Groupe :**
  - sortie du charbon (2027 en Europe, 2030 dans le reste du monde),
  - conversion des centrales des zones non interconnectées du fioul aux bioliquides (Réunion, Guyane et Corse dans un premier temps),
  - verdissement des réseaux de chaleur (bois énergie, récupération de chaleur, EnR),
  - optimisation du thermique fossile (gaz plus performant, hydrogène bas carbone, captage/stockage du CO_2).

Développement des réseaux et des solutions de flexibilité

- **Développer des réseaux** intelligents et résilients pour répondre aux besoins de raccordement et accompagner la transition énergétique.
- **Renforcer la flexibilité du système :** au-delà de la flexibilité inhérente aux parcs nucléaire et hydraulique : flexibilité amont via stockage de l'électricité (y compris STEP) et thermique décarboné, flexibilité côté clients pour garantir l'équilibre offre-demande.

Indicateurs clés de performance

■ Résultats 2025

Émissions Scope 1 *($MtCO_2e$ vs 2017)*

Cible 2027 : - 65 %
Cible 2030 : - 70 %
Cible 2035 : - 80 %
Cible 2050 : - 90 % ou NZE [1]
Ambition « Zéro émission nette »

Résultat 2025 : - 71 %

Cible 2050
Périmètre : Groupe

Émissions Scope 3 *($MtCO_2e$ vs 2019)*

Cible 2027 : - 30 %
Cible 2030 : - 35 %
Cible 2035 : - 45 %
Cible 2050 : - 90 % ou NZE [1]
Ambition « Zéro émission nette »

Résultat 2025 : - 43 %

Cible 2050
Périmètre : Groupe

Émissions de CO_2 évitées grâce à la vente de produits et services innovants *($MtCO_2$)*

Cible 2030 : 30
Cible 2035 : 45

Électrification des usages

Résultat 2025 : 15,2

Cible 2035
Périmètre : Groupe

Intensité carbone : émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur *(gCO_2/kWh)*

Cible 2030 : 30
Cible 2035 : 22

Décarbonation du mix énergétique

Résultat 2025 : 26,5

Cible 2035
Périmètre : Groupe

Développement des énergies renouvelables
(GW bruts mis en service/an en moyenne)

Cible 2035 : jusqu'à 6

Décarbonation du mix énergétique

Résultat 2025 : 3,0

Cible 2035
Périmètre : Groupe

Développement des réseaux : durée annuelle moyenne de coupure pour les clients Basse Tension *(min)*

Cible 2025 : 61,6

Développement des réseaux et des solutions de flexibilité

Résultat 2025 : 61,9

Cible 2025
Périmètre : Enedis

(1) Scopes 1, 2 et 3. Les émissions résiduelles seront neutralisées (en vue du zéro émission nette (NZE)) par le recours à des projets de contribution carbone.

S'inscrire dans les limites planétaires

PROTECTION DES RESSOURCES NATURELLES

ESRS E1, E2, E3, E4, E5

Actions clés

Adaptation

- **Anticiper le risque climatique :** produire des plans d'adaptation basés sur des hypothèses et des scénarios climatiques récents.
- **Renforcer la résilience :** adapter les installations de production nucléaire et renouvelable (dont hydraulique) et les réseaux de distribution.

Nature

- **Maîtriser et réduire les pollutions dans l'air, l'eau et les sols :** en agissant notamment sur les rejets de polluants dans l'air (conversion d'installations thermiques aux bioliquides, sortie du charbon).
- **Limiter les pressions sur la biodiversité** des milieux terrestres et aquatiques : optimisation de l'emprise foncière et recyclage du foncier artificialisé pour le développement des infrastructures de production, amélioration de la continuité écologique sur les sites hydroélectriques à enjeux.
- **Participer à la résilience des infrastructures et des territoires** d'implantation, en renforçant les impacts positifs sur la biodiversité et les écosystèmes via la restauration et la préservation des espaces naturels, en s'appuyant sur les connaissances scientifiques et des partenariats structurants.

Eau

- **Optimiser l'utilisation** de la ressource en eau douce en quantité et qualité, sur les sites et dans la chaîne de valeur (meilleure quantification des usages, traitement des fuites, optimisation des fonctionnements, réutilisation de l'eau).
- **Gérer l'eau et les aménagements hydroélectriques** de façon **transparente et responsable**, en concertation avec les parties prenantes, pour contribuer à la résilience des milieux et des territoires.

Ressources

- **Optimiser les flux de ressources entrantes**, à la fois sur l'**énergie** (développement des énergies renouvelables et de récupération pour la production de chaleur, approvisionnement durable en biomasse) et les **matières premières** (réduction de l'empreinte environnementale des activités du cycle du combustible nucléaire, circularité et éco-conception en lien avec les approvisionnements.
- **Développer la circularité**, en lien avec les **déchets d'exploitation** (recyclage du combustible nucléaire usé, valorisation des déchets conventionnels, réemploi) et les **activités de déconstruction** (traitement et recyclage des matériaux).

Indicateurs clés de performance

■ Résultats 2025

Part des plans d'adaptation réévaluée ces 2 dernières années *(%)*

Cible 2026 : 100 %

Résultat 2025 : 75 %



Cible 2026

Adaptation

Périmètre : Groupe

Préservation et restauration d'espaces naturels *(nombre de sites)*

Cible 2030 : 30

Résultat 2025 : 13



Cible 2030

Nature

Périmètre : Groupe

Intensité eau : eau consommée/production électrique du parc *(l/kWh)*

Cible 2030 : < 0,9

Résultat 2025 : 0,87



Eau

Périmètre : Groupe

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation *(%)*

Cible 2030 : > 90 %

Résultat 2025 : 90,5 %



Ressources

Périmètre : Groupe

Travaux en cours afin de construire une ambition d'économies d'uranium naturel grâce au recyclage de combustible usé

Ressources

Agir pour une transition juste

PROTECTION DE L'ENSEMBLE DE LA CHAÎNE DE VALEUR

ESRS S1, S2, S3, S4, G1

Actions clés

Vigilance partagée

- **Garantir la sûreté, la sécurité et la santé de tous** en luttant contre les accidents graves et mortels, en réduisant la pénibilité au travail et en renforçant la capacité de gestion des crises.
- **Appliquer des standards élevés d'éthique et d'intégrité** en assurant la conformité des pratiques, la transparence des actions de lobbying et l'efficacité des dispositifs d'alerte.

Précarité énergétique

- **Favoriser l'inclusion sociale des clients les plus fragiles par des actions de prévention et de lutte** contre la précarité énergétique, en axant la démarche sur quatre piliers : informations et conseils, services pour la maîtrise de la consommation, aides au paiement et délais de paiement.

Vitalité des territoires

- **Contribuer au développement des territoires** en consolidant l'ancrage territorial des activités du Groupe et en soutenant les projets et initiatives locales en lien avec ses activités. Créer des impacts positifs en termes d'emplois locaux, d'achats locaux, de création de valeur économique et fiscale.
- **Structurer le dialogue et la concertation avec les parties prenantes** (collectivités territoriales, salariés, clients et société civile), afin d'intégrer leurs attentes dans les décisions stratégiques et la mise en œuvre des projets du Groupe, par exemple à travers l'accompagnement de la reconversion industrielle (notamment implantation de datacenters), la réindustrialisation et les appels d'offres territoriaux.

Droits humains, inclusion, diversité et impact dans la chaîne de valeur

- **Respecter et promouvoir les droits humains de ses salariés et des travailleurs de sa chaîne de valeur** en favorisant un dialogue social à la fois local et de niveau mondial via le renouvellement de l'accord mondial RSE.
- **Garantir l'égalité, la diversité et l'inclusion pour tous** en portant une Ambition Mixité forte comportant notamment des objectifs de féminisation concrets, ainsi qu'un accord sur l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap.
- **Développer les compétences,** en accompagnant la formation, l'évolution professionnelle et la mobilité dans le Groupe.
- **Renforcer l'attractivité et la fidélisation des collaborateurs** en proposant des conditions de travail attractives, motivantes et en favorisant le transfert des connaissances et des savoir-faire, ainsi qu'en promouvant les métiers de la transition énergétique.
- **Maîtriser ses impacts sur les droits des travailleurs et des communautés** en veillant à leur respect à chaque étape des projets, du pré-développement à la phase de construction.
- **Assurer des relations durables avec les fournisseurs** en développant le dialogue, en intégrant des leviers environnementaux et sociaux dans les actes d'achat et en structurant la démarche achats responsables au sein de la filière Achats du Groupe.

Indicateurs clés de performance

■ Résultats 2025

LTIR Global *(par million)*

Cible 2025 : < 1,6
Cible 2026 : < 1,2
Cible 2028 : < 0,7
Cible 2032 : < 0,5

Vigilance partagée

Résultat 2025 : 1,6

Cible 2026

Périmètre : Groupe

Précarité énergétique : nombre de limitations de puissance évitées comparé au nombre de limitations de puissance réalisées

Cible Groupe : à construire

Précarité énergétique

Résultat 2025 : 635 778 (évitées)/624 085 (réalisées)

Périmètre : EDF SA, SEI et Électricité de Strasbourg (ÉS)

Taux de mixité : femmes parmi les cadres dirigeants *(%)*

Cible 2030 : 40 %

Inclusion, diversité

Résultat 2025 : 28,0 %

Cible 2030

Périmètre : Groupe

Délais de paiement aux fournisseurs *(jours)*

Cibles 2030 : 60

Droits humains

Résultat 2025 :

France : 62 jours
Royaume-Uni : 34 jours
Italie : 39 jours
Belgique : 45 jours

Taux annuel d'achats territoriaux *(%)*

Cible Groupe : à construire

Vitalité des territoires

Résultat 2025 : 96 %

Périmètre : EDF SA

Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée *(%)*

Cible 2030 : 100 %

Vitalité des territoires

Résultat 2025 : 100 %

Cible 2030

Périmètre : Groupe

3.1 Informations générales

L'état de durabilité correspond aux sections 3.1 à 3.5.

3.1.1 Base d'établissement de l'état de durabilité

La performance extra-financière est une composante de la performance intégrée du Groupe.

Le Groupe s'est attaché à appliquer les exigences normatives fixées par les ESRS [1], telles qu'applicables à la date d'établissement de l'état de durabilité. 2025 est la deuxième année d'application de la directive sur un périmètre identique. Selon la directive Omnibus, l'application des normes ESRS révisées et simplifiées est envisagée pour 2026, mais ce calendrier reste susceptible d'évoluer.

Dans certains cas, les difficultés d'accès à des données exhaustives ont contraint le Groupe à recourir au cas par cas pour certaines informations :

- à des limitations de périmètre (voir la section 3.1.1.1 « Périmètre ») opérées sur certaines données. Ces périmètres partiels seront étendus progressivement au périmètre Groupe ;
- à des estimations (voir les sections 3.1.1.3.1 « Estimations concernant la chaîne de valeur » et 3.1.1.3.2. « Sources d'incertitude associées aux estimations et résultats ») qui pourront être affinées à mesure que la qualité des données disponibles s'améliore.

Les informations en matière de durabilité ont été établies en application des exigences légales et réglementaires résultant de la transposition de la directive européenne sur la publication d'informations en matière de durabilité des entreprises (Corporate Sustainability Reporting Directive, « Directive CSRD », UE 2022/2464 transposée en France par l'ordonnance n° 2023-1142 du 6 décembre 2023 et le décret n° 2023-1394 du 30 décembre 2023). Les informations en matière de taxonomie ont été établies en application du règlement 2020/852 du 18 juin 2020 (dit « règlement Taxonomie »), et du règlement (UE) 2021/2139 adopté le 4 juin 2021. Ces règlements ont été complétés en juillet 2021 du règlement (UE) 2021/2178 relatif au contenu et la présentation des informations à communiquer, simplifié en janvier 2026 par la publication du règlement délégué (UE) 2026/73 de la Commission. En mars 2022, des actes délégués complémentaires (règlements (UE) 2023/2485 et 2023/2486) ont été adoptés afin de couvrir certaines activités des secteurs du nucléaire et du gaz.

3.1.1.1 Périmètre

Principes

S'agissant des indicateurs environnementaux, sociaux et sociétaux, le périmètre couvert par l'état de durabilité est élaboré sur la base du périmètre de consolidation financière du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 3 « Périmètre de consolidation »). Ce périmètre englobe EDF SA, ainsi que les filiales contrôlées (intégration globale), conformément aux normes comptables internationales (IAS-IFRS). Le Groupe a conclu que son périmètre de reporting au sens des ESRS correspond à son périmètre de consolidation financière augmenté, pour ceux des indicateurs prescrits par les ESRS, de certains actifs sous contrôle opérationnel, notamment au sein de Dalkia. Les entités acquises au cours de l'exercice sont intégrées, le cas échéant, au périmètre de consolidation financière dans l'année de l'acquisition dès lors que cette acquisition a été réalisée depuis au moins six mois avant la date de clôture.

Les indicateurs de l'état de durabilité reportés sur la chaîne de valeur (gaz à effet de serre Scope 3 uniquement) incluent les participations mises en équivalence et minoritaires à hauteur de la quote-part détenue par le groupe EDF.

Il est à noter que l'ensemble des activités du Groupe relèvent du **secteur de l'Énergie**. Ce secteur est défini, d'après le règlement délégué (UE) 2023/2772 du 31 juillet 2023 et la classification NACE, comme un **secteur à fort impact climatique** (secteur de la production et distribution d'électricité).

Périmètre applicable

L'état de durabilité couvre l'ensemble des activités du Groupe, de ses filiales consolidées et de ses implantations géographiques. Il inclut les informations concernant la chaîne de valeur amont et aval qui ont été identifiées comme matérielles lors de l'identification des impacts, risques et opportunités au cours de l'analyse de double matérialité.

Ce rapport n'a fait l'objet d'aucune omission intentionnelle d'information particulière relative à la propriété intellectuelle, au savoir-faire ou aux résultats d'innovations du Groupe. De plus, le Groupe ne fait pas usage de l'exemption de publication d'informations portant sur des évolutions imminentes ou des affaires en cours de négociation, conformément à l'article 19 bis, paragraphe 3, et à l'article 29 bis, paragraphe 3, de la directive 2013/34/UE.

Le tableau ci-dessous liste les indicateurs concernés par un périmètre de collecte partielle pour l'année 2025. La moitié de ces indicateurs sont des indicateurs spécifiques à EDF, que le Groupe travaille à déployer. **Tous les indicateurs sont collectés à un large périmètre** qui inclut a minima les contributeurs principaux à chacun des indicateurs. Entre 2024 et 2025, **la collecte des indicateurs s'est enrichie**. Les indicateurs « Nombre et taux d'accidents du travail comptabilisables » et « Préservation et restauration d'espaces naturels » sont désormais consolidés sur un périmètre Groupe. Les périmètres des indicateurs « Taux d'achats territoriaux », « Audits/évaluations RSE fournisseurs », « Performance solidarité » et « Pourcentage des salariés exerçant des fonctions à risques formés à la prévention de la corruption » ont été étendus comme explicité dans le tableau ci-dessous. Enfin, l'indicateur « Nombre et surface des sites sensibles sur le plan de la biodiversité », non collecté en 2024, l'a été en 2025. En fonction des ESRS révisés, le Groupe s'organisera pour collecter ces données au périmètre Groupe dans la démarche initiée en 2024 et qui continuera à progresser dans les prochaines années.

Les totaux des tableaux, présentés dans l'état de durabilité, étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

(1) *ESRS, European Sustainability Reporting Standards.*

Indicateur réglementaire ou spécifique à EDF*	Périmètre de collecte en 2025	*Commentaires* *(dont taux de couverture en 2025)*
E3 : Prélèvements d'eau douce pour usages industriels*	Non collecté en 2025	Travaux réalisés en 2025 afin de définir une cible. Un plan d'action a été déployé dès 2024 afin de permettre la collecte de l'indicateur dès 2026, voir section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau douce pour les usages industriels »
E3 : Eau recyclée/réutilisée	Seuls des exemples sont présentés	Un plan d'action est déployé depuis 2024 afin de définir les modalités de calcul de l'indicateur et de refléter les résultats du plan d'action (voir section 3.2.4.2.5.2 « Quantité totale d'eau recyclée et réutilisée »)
S1 : Écart de rémunération hommes/femmes & ratio d'équité	EDF SA France, Enedis, Framatome France, Dalkia France, EDF Energy	Périmètre représentant ≃ 80 % des effectifs en 2025 (voir sections 3.3.2.4.1.6 « Rémunération, levier de performanceet d'attractivité » et 3.3.2.7.2.2.3 « Rémunération »)
G1 : Pourcentage des salariés exerçant des fonctions à risques formés à la prévention de la corruption	Groupe EDF à l'exception d'Enedis et de très petites filiales (rattachées au Pôle Commerce)	Périmètre représentant ≃ 75 % des effectifs en 2025. Parcours de formation Groupe, obligatoire pour tous les salariés, en cours de finalisation (voir section 3.4.4.1 « Le programme anti-corruption »)
G1 : Délais de paiement et procédures judiciaires	France incluant EDF SA, EDF PEI**, Edvance, G2S, Sofilo, Immobilière du Plateau, Framatome, Enedis, EDF power solutions, Électricité de Strasbourg (ÉS) et Dalkia, Royaume-Uni incluant EDF Energy, Dalkia, EDF power solutions, Belgique (Luminus) et Italie (Edison)	Périmètre représentant ≃ 90 % des achats Groupe et au moins 80 % des dettes fournisseurs (voir section 3.4.3.2 « Les pratiques en matière de paiement »)
S2 : Audit/évaluations RSE fournisseurs*	EDF SA, Enedis, Dalkia en France (hors filiales), Edison, Framatome, EDF power solutions, Luminus, Arabelle Solutions	Filière Achats Groupe en déploiement depuis 1 an et périmètre représentant ≃ 60 % des achats Groupe (voir section 3.3.3.5 « Indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur »)
S3 : Taux d'achats territoriaux*	EDF SA, Enedis, Dalkia en France (hors filiales), Edison, Framatome, EDF power solutions, Luminus, Arabelle Solutions	Filière Achats Groupe en déploiement depuis 1 an et périmètre représentant ≃ 60 % des achats Groupe (voir section 3.3.4.5 « Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées »)
S4 : Indicateur de performance solidarité*	Périmètre France	Périmètre représentant ≃ 80 % du nombre de clients électricité du Groupe (voir section 3.3.5.2.5 « Cibles et indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique »)

* *Indicateur spécifique à EDF.*

** *Filiale EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI).*

3.1.1.2 Horizons temporels

Les horizons de temps utilisés par le Groupe sont ceux définis dans la norme ESRS 1. L'horizon temporel à court terme correspond à la période de référence des états financiers, l'horizon à moyen terme s'étend de la fin de période de référence à court terme jusqu'à cinq ans et l'horizon long terme correspond aux impacts, cibles ou actions attendues sur une période plus longue que cinq ans. En outre, les cibles sont souvent fixées à l'horizon 2035 en cohérence avec le projet stratégique du Groupe.

Pour le cas particulier de l'analyse des risques climatiques, le groupe EDF utilise des scénarios dont l'horizon peut atteindre 2100 (voir la section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaires face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »).

3.1.1.3 Estimations et sources d'incertitude associées aux estimations et résultats

3.1.1.3.1 Estimations concernant la chaîne de valeur

L'évaluation des impacts et des risques des parties prenantes de la chaîne de valeur du groupe EDF, pour l'ensemble des sujets, et des activités amont et aval du Groupe, a été réalisée sur la base des connaissances internes. Cette analyse se concentre principalement sur les fournisseurs et les clients de premier rang du Groupe. Cette évaluation sera à compléter dans les prochaines années sur la base des rapports de durabilité qui seront produits par les acteurs des chaînes de valeur du Groupe.

S'agissant des données de la chaîne de valeur, pour cette deuxième année, les estimations réalisées concernent uniquement le bilan de gaz à effet de serre (GES) (Scope 3). Ces estimations sont inhérentes aux méthodologies d'estimation des émissions de Scope 3 souvent basées sur des facteurs d'émission standard, à l'absence de consensus sur certaines pratiques de comptabilisation et aux évolutions réglementaires régulières. De plus, un certain niveau d'incertitude peut être attaché aux données d'activité et les facteurs d'émission, qui convertissent les données d'activité en émissions de CO_2, sont eux-mêmes sujets à des variations selon les sources et les contextes d'application. Dans ce contexte, le Groupe a fait ses meilleurs efforts pour être conforme aux meilleures pratiques et méthodologies de place. Pour les autres données qu'il pourrait être pertinent de recueillir à l'avenir en fonction de la matérialité, celles-ci se baseront majoritairement sur les données divulguées dans les rapports de durabilité des fournisseurs et clients du Groupe.

3.1.1.3.2 Sources d'incertitude associées aux estimations et résultats

Les informations de durabilité peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données internes et externes utilisées (données calculées pour la chaîne de valeur par exemple). Par ailleurs, certaines informations telles que les données prospectives, les données manquantes (notamment relatives aux derniers jours de l'année), et la quantification de certaines informations en matière de durabilité, en particulier environnementales, font l'objet d'estimations et de jugements notamment basés sur l'expérience du Groupe et les référentiels internationalement reconnus en matière de durabilité ainsi que les meilleures informations à disposition à date. Par exemple, pour certaines données environnementales sur certaines installations industrielles spécifiques, des mesures directes ne sont pas possibles et ont nécessité le développement de modèles de calcul sur la base d'un certain nombre de données mesurées.

Ces estimations sont sensibles aux choix méthodologiques ainsi qu'aux hypothèses retenues pour leur établissement. La nature et la portée des estimations mises en œuvre ou limitations de périmètre de collecte opérées au cas par cas sur certaines données sont explicitées dans chaque section concernée de ce rapport, intitulée « Précisions sur les indicateurs », en regard des valeurs 2025 communiquées, c'est par exemple le cas pour les indicateurs relatifs à la consommation et aux prélèvements d'eau (voir la section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »).

3.1.1.4 Changement dans la préparation ou la présentation des informations en matière de durabilité

L'état de durabilité, qui introduit des indicateurs alignés sur les standards européens de durabilité, n'a pas évolué de manière significative en 2025, dans l'attente des normes révisées en lien avec la directive Omnibus.

Dans le cas où des changements de méthodologie ou des corrections d'erreurs matérielles ont impliqué des retraitements d'informations de l'année précédente, la nature des ajustements opérés et leur incidence sur les informations modifiées sont précisées en regard des indicateurs concernés dans les différentes sections de l'état de durabilité (c'est le cas en sections 3.2.2 « ESRS E1 – Changement climatique », 3.2.6 « ESRS E5 – Utilisation de ressources et économie circulaire »).

Deux nouvelles cibles ont été ajoutées à l'état de durabilité : une sur le prélèvement d'eau douce à usage industriel et une autre sur la formation anticorruption des personnes exposées. La cible sur la restauration des sites naturels a été étendue en période et en périmètre.

3.1.1.5 Informations issues d'autres actes législatifs ou cadres d'informations

Pour plus d'informations, voir la section 3.5.1.2 « Tableau de tous les points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE ».

Dans un souci de cohérence et pour éviter toute duplication d'informations, ce rapport s'appuie sur des références spécifiques à des sections pertinentes du document d'enregistrement universel (DEU). Cette approche permet de centraliser les informations tout en facilitant leur accessibilité pour les parties prenantes. L'utilisation de ces références répond également aux exigences de la directive CSRD en matière de transparence, de connectivité et de traçabilité des informations.

3.1.2 Gouvernance

La gouvernance des enjeux de durabilité est pilotée, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, au plus haut niveau du Groupe.

3.1.2.1 Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance

3.1.2.1.1 Conseil d'administration

La composition, le fonctionnement, les missions et pouvoirs et les compétences et expertises du Conseil d'administration d'EDF sont décrits à la section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration ».

En matière de RSE, les membres du Conseil d'administration d'EDF sont sensibilisés aux questions de durabilité notamment par la mise en place de formations et d'ateliers climat réguliers, dont un dédié en 2025 au sujet de l'adaptation au changement climatique (voir les sections 3.1.2.2 « Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité » et 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs »).

À cet égard, au sein du Conseil d'administration d'EDF, les comités spécialisés, tels que le Comité des risques et de l'audit, le Comité de responsabilité d'entreprise, et la Référente climat du Conseil d'administration contribuent à définir et mettre en œuvre la stratégie et la politique RSE du Groupe (voir les sections 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise » et 4.2.3 « Comités du Conseil d'administration »). Pour plus d'informations sur le rôle et les missions de la Référente climat du Conseil d'administration, voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ».

Le Comité des risques et de l'audit et le Comité de responsabilité d'entreprise examinent conjointement le processus de contrôle, de gestion et de surveillance des impacts, risques et opportunités du Groupe en matière de durabilité. À ce titre, leurs missions sont les suivantes :

- suivre le processus d'élaboration de l'information en matière de durabilité et le processus de mise en œuvre pour déterminer les informations à publier conformément aux normes pour la communication d'informations en matière de durabilité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- suivre la certification des informations en matière de durabilité ;
- s'assurer du respect des conditions d'indépendance requises des intervenants exerçant des missions de certification des informations en matière de durabilité ; et
- rendre compte régulièrement au Conseil d'administration de l'exercice de leurs missions, des résultats de la mission de certification des informations en matière de durabilité ainsi que de la manière dont ces missions ont contribué à l'intégrité de l'information en matière de durabilité.

En 2025, le Comité des risques et de l'audit et le Comité de responsabilité d'entreprise se sont réunis conjointement à deux reprises sur les questions de durabilité (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil »). Ont notamment été traités :

- la présentation de l'état de durabilité 2024 ;
- le rapport des Commissaires aux comptes en charge de la certification des informations en matière de durabilité relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2024 ;
- les travaux relatifs à l'élaboration de l'état de durabilité 2025 : contrôle interne, audit, politique RSE, mise à jour de l'analyse de double matérialité, présentation des cibles RSE et de la démarche d'audit des Commissaires aux comptes ;
- l'évolution de la réglementation (directive Omnibus).

Les impacts, risques et opportunités, et plus généralement, tous les sujets de durabilité traités par le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») sont pris en compte dans les décisions stratégiques prises par EDF et dans les procédures de gestion des risques (voir la correspondance entre les IRO et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé dans les tableaux au début de chaque norme ESRS).

Le premier plan de transition climatique du groupe EDF a été adopté lors de l'Assemblée générale du 12 mai 2022 à 99,87 % des voix et revu par le Comité de la stratégie en 2024 (voir la section 4.2.3.1 « Comité de la stratégie »).

3.1.2.1.2 Gouvernance des enjeux de durabilité (niveau exécutif)

3.1.2.1.2.1 Le Comité exécutif

Le Comité exécutif est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Le Comité exécutif se réunit chaque semaine. Il valide l'ensemble des politiques du Groupe, qui définissent les exigences communes à respecter dans le Groupe, en particulier les politiques en lien avec les enjeux de durabilité.

Pour la composition du Comité exécutif, voir la section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif ».

3.1.2.1.2.2 Comité stratégique RSE (CSRSE)

Présidé par le Président-Directeur Général, et composé notamment des Directeurs Exécutifs du Groupe, le CSRSE examine les sujets RSE dont il assure le pilotage stratégique et la coordination. Au gré des ordres du jour, les conclusions des séances sont rapportées en Conseil d'administration [1].

En 2025, le CSRSE s'est réuni à trois reprises et a notamment traité de la performance ESG du Groupe, du Plan de vigilance 2024, du plan d'adaptation au changement climatique de Framatome, d'un retour d'expérience de l'application de la CSRD et de l'élaboration de l'étude de vulnérabilité, ainsi que d'un plan d'adaptation au changement climatique demandés par le gouvernement français.

3.1.2.1.2.3 *Sustainable development committee* (SDC)

Le SDC représente tous les métiers du Groupe et instruit en amont les dossiers présentés en CSRSE. Il agit également en Comité de filière pour les compétences environnementales et sociétales. Il est présidé par la Directrice Impact et est composé d'une vingtaine de représentants en charge de la RSE dans leurs entités. En 2025, le SDC s'est réuni à six reprises.

Le SDC a repris en 2025 les missions du Comité de gouvernance du projet CSRD et la gouvernance de l'état de durabilité. Certaines des réunions du SDC ont servi à la préparation de l'état de durabilité comme la présentation des nouvelles cibles et la mise à jour de la politique RSE.

3.1.2.1.2.4 Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)

Le CECEG autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe [2] (voir la section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »).

Ces projets doivent s'inscrire dans la raison d'être et font l'objet d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. En 2025, comme pour les années précédentes, les enjeux relatifs à l'environnement, à la sécurité-santé des personnes et aux droits humains sont donc abordés dans l'analyse des projets. Concrètement, cela prend la forme d'une identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Lorsque nécessaire, la Direction Impact peut demander des *due diligences* spécifiques à ces enjeux.

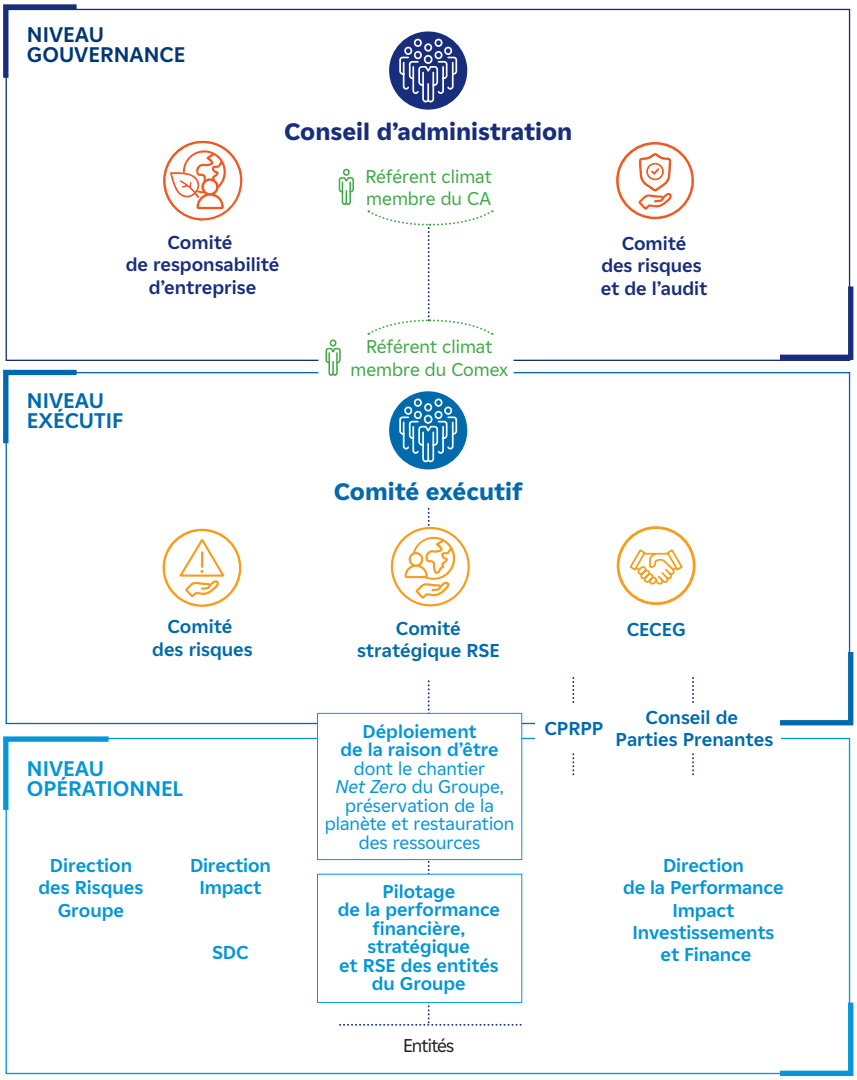
Dans les jalons antérieurs au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité.

3.1.2.1.2.5 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 sur la base des meilleures pratiques et recommandation de la TCFD [3] et de la TNFD [4]. Cette gouvernance s'appuie sur différents comités et instances énumérés dans les paragraphes précédents de cette section (voir la section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance », en particulier la section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »).

(1) Via son Comité de responsabilité d'entreprise.
(2) Sont notamment concernés les nouveaux projets de plus de 60 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.
(3) *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* : Groupe de travail sur la publication d'informations financières relatives au climat.
(4) *Taskforce on Nature-related Financial Disclosures* : Groupe de travail sur la publication d'informations financières relatives à la nature.

Cartographie de la gouvernance climatique et nature



Spécifique à la gouvernance climat

Le Conseil d'administration (CA)
définit les orientations stratégiques, financières et économiques en prenant en compte les enjeux climat et nature du Groupe.
Le CA s'est doté d'un référent climat.

Le Comité exécutif (Comex)
met en œuvre la stratégie climat et nature du Groupe.
Désignation du Directeur de la DP2IF comme référent climat au sein du Comité exécutif.

Le Comité stratégique RSE (CSRSE)
présidé par le Président-Directeur Général d'EDF, il assure le pilotage des stratégies climat et nature et de tout autre sujet en lien avec les 12 engagements RSE du Groupe.

Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG)
autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe en lien avec la raison d'être et les engagements RSE, dont climat et nature.

Le Comité des risques
identifie les risques prioritaires du Groupe, dont les risques climatiques et liés à la nature, et partage sa stratégie de traitement.

Le Conseil de Parties Prenantes
fait remonter les attentes de la société civile, notamment les attentes liées à la préservation des ressources naturelles.

Le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics (CPRPP)
coordonne les actions de portage des positions du Groupe auprès des autorités françaises et européennes.

Le *Sustainable development committee* (SDC)
représente tous les métiers du Groupe et prépare les dossiers présentés en Comité stratégique RSE.

Déploiement de la raison d'être et chantiers stratégiques
intégration des engagements RSE, dont le climat et la nature dans l'ensemble des politiques Groupe.

Pilotage de la performance financière, stratégique et RSE des entités
intégration dans la nouvelle politique RSE et dans les lettres de cadrage des entités des critères climat et nature.

3.1.2.1.2.6 La Direction Impact

La Direction Impact a été intégrée à la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance (DP2IF) en avril 2024. Cette réorganisation a permis de renforcer la synergie entre les objectifs financiers et les engagements RSE, optimisant ainsi la performance intégrée du Groupe (en particulier, l'allocation des capitaux pour orienter les modèles d'affaires et la garantie d'une gouvernance des risques et opportunités liés à la transition énergétique).

La Direction Impact anime la RSE dans le Groupe : animation *corporate* des métiers et des filiales au sein du SDC (voir la section 3.1.2.1.2.3 « *Sustainable Development Committee* »), animation des réseaux internes dédiés tels que le système de management environnemental (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement (SME) ») ou les réseaux de veille anticipative, animation de la relation et du dialogue avec les partenaires externes (voir les sections 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur » et 3.3.5.1.2 « Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »).

3.1.2.2 Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité

Les compétences du Conseil d'administration en matière de durabilité sont appréciées selon plusieurs axes comme l'environnement et le climat, les enjeux sociétaux et de gouvernance. L'évaluation de leurs expertises est développée à la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ».

Afin de renforcer son implication sur les sujets de durabilité, en lien avec la raison d'être d'EDF, le Conseil d'administration dispose de plusieurs canaux de formation (voir la section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs ») :

- la plateforme de formation numérique du Groupe où un parcours de formation dédié aux enjeux RSE a été mis à disposition. Ce parcours comprend plusieurs modules pour appréhender les principaux enjeux environnementaux et sociétaux de l'entreprise, s'approprier les engagements RSE du Groupe et identifier la déclinaison opérationnelle de ces engagements ;
- des séances spécifiques sont organisées sur des enjeux de durabilité, par exemple l'atelier Climat en 2025 (voir la section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs ») ;

- les réunions du Conseil d'administration et de ses comités spécialisés où les sujets RSE sont fréquemment à l'ordre du jour, notamment l'examen du plan de vigilance de la Société ou la revue annuelle de la performance de durabilité (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »). En 2025, l'état de durabilité et ses enjeux ont été abordés 5 fois lors de ces réunions (voir les sections 4.2.2.9 « Activités du Conseil d'administration en 2025 » et 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du conseil »).

Par ailleurs, la formation des dirigeants et administrateurs du Groupe inclut les thématiques de durabilité (voir la section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs »). Des parcours de formation digitaux sont mis à leur disposition, tels que le module « Entreprise et développement durable ». Depuis le déploiement du projet d'entreprise du Groupe « Ambitions 2035 », tous les dirigeants ont été particulièrement sensibilisés sur les enjeux climatiques.

3.1.2.3 Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération

EDF met en œuvre une gestion intégrée de toutes les performances (économique, opérationnelle, financière et RSE) et considère que la rémunération variable de ses cadres dirigeants est un levier essentiel dans la mise en œuvre de sa stratégie RSE. Les critères RSE font partie depuis plusieurs années des dispositifs de rémunération variable annuel et long terme et EDF a apporté en 2024 des évolutions significatives, afin de renforcer ce levier. En 2025, l'intégralité du Scope 3 du bilan Carbone du Groupe est couvert, en ligne avec la trajectoire fixée sur l'ensemble de son Scope 3 jusqu'en 2050. Les émissions directes et indirectes sont pondérées à parts égales.

Des critères climat et sociaux sont ainsi systématiquement présents dans les bonus annuels des cadres dirigeants du Groupe et font l'objet d'un pilotage intégré avec la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance, en étroite coordination avec la Direction des Ressources Humaines du Groupe.

Trois critères climat

Les trois critères climat sont définis au niveau du Groupe et leurs cibles annuelles sont établies en cohérence avec le plan de transition climatique du Groupe [1]. Il s'agit de l'intensité carbone [2], des émissions du Scope 3 [3] et des émissions de CO_2 évitées [4], cohérents avec l'engagement du Groupe « Zéro Émission Nette » à 2050. Ces trois critères couvrent l'intégralité des émissions du Bilan carbone du Groupe. En effet, l'intensité carbone couvre les émissions directes du Groupe. Les émissions indirectes sont renseignées par les indicateurs : émissions carbone du Scope 3 et émissions de CO_2 évitées.

Ces trois critères représentent 30 % des objectifs bonus sur le périmètre Groupe.

Bonus annuel 2025	Pondération dans les objectifs bonus sur le périmètre Groupe	Objectif cibles 2025	Résultat 2025	Taux d'atteinte 2025 (1)
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	15 %	29	26,5	114 %
Émissions carbone du Scope 3 ($MtCO_2e$)	7,5 %	75	68,0	
Émissions CO_2 évitées ($MtCO_2$)	7,5 %	14,8	15,2	

(1) Moyenne des taux d'atteinte des trois indicateurs.

Trois critères sociaux

Les trois critères sociaux présents dans les bonus annuels des cadres dirigeants sont déclinés au périmètre de chaque entité (Direction d'EDF SA, filiales) qui est ainsi responsabilisée sur les leviers d'action pour atteindre les cibles fixées :

- le premier critère relève du domaine de la sécurité santé, il s'agit du LTIR global [5] relatif à l'accidentologie des salariés et prestataires. Les cibles sont communiquées à chaque entité par la Direction des Ressources Humaines du Groupe, en cohérence avec le plan sécurité santé du Groupe. Depuis 2024, un plafonnement du taux d'atteinte du critère de sécurité LTIR global à 80 % est mis en place en cas d'accident mortel d'un salarié ou d'un prestataire ;
- le deuxième critère concerne l'engagement des salariés mesuré par l'enquête annuelle Groupe MyEDF. Une progressivité par rapport au taux moyen observé dans le Groupe est exigée en cible ;
- le troisième critère vise la féminisation des cadres dirigeants (pour les filiales, la notion a pu être étendue à un cercle managérial plus large lorsque cela avait du sens). Le déclenchement, au titre de 2025, d'un paiement partiel sur le critère mixité pour les Directions d'EDF n'est possible qu'en cas de maintien *a minima* du niveau atteint fin 2024.

Cadrage et pondération

Le cadrage et le processus d'arrêté des taux d'atteinte des critères climat et sociaux sont validés au niveau de la Direction Générale d'EDF et les Comités de rémunération, pour les filiales significatives, en assurent le relais.

En 2025, en termes de pondération, les critères RSE représentent 21 % de la rémunération variable annuelle pour plus de 50 % des cadres dirigeants du Groupe. Moins de 20 % des cadres dirigeants du Groupe ont une pondération RSE inférieure à 15 % dans leur bonus et la pondération minimum est de 9 %.

Par ailleurs, certains cadres dirigeants du Groupe bénéficient d'un plan de rémunération à long terme (3 ans) intégrant, en complément des critères financiers, 30 % de critères RSE qui sont l'intensité carbone et le taux de féminisation des comités de direction et des cadres au niveau du Groupe.

(1) Voir la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique », notamment la cible de réduction de l'intensité carbone du Groupe à 30 gCO_2/kWh en 2030 et 22 gCO_2/kWh en 2035.
(2) Voir la section 3.2.2.1.3.2.2. « Réduction des émissions directes » notamment la cible de réduction du Scope 3 de 30 % en 2027, 35 % en 2030 et 45 % en 2035. L'intensité carbone représente les émissions spécifiques de CO_2 dues à la production d'électricité et de chaleur.
(3) Voir la section 3.2.2.1.3.2.3 « Réduction des émissions de la chaîne de valeur » notamment l'objectif du Groupe d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 d'ici 2030 et 45 millions de tonnes d'ici 2035 grâce à la vente de produits et services innovants.
(4) Voir la section 3.2.2.1.3.3 « Émissions évitées ».
(5) *LTIR, Lost Time Incident Rate*, voir la section 3.3.2.6.2 « Cibles relatives à la sécurité santé ».

3.1.2.4 Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité

Les dispositifs de maîtrise de risques et de contrôle interne du groupe EDF sont décrits à la section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités ».

Ces dispositifs sont déployés et complétés en matière de durabilité, en vue de répondre à deux spécificités : double matérialité et sécurisation des informations transmises. Ils sont présentés annuellement pour validation au Conseil d'administration.

1. **Concernant la double matérialité :**

- la cartographie générale des risques du Groupe, présentée à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé », dont la méthodologie « multicritère » permet d'identifier à la fois des risques à conséquences internes et externes, est une des données d'entrée pour identifier les impacts, risques et opportunités (IRO) sur les différents thèmes E, S, G. Des itérations régulières ont permis d'assurer la cohérence des approches entre la cartographie des risques du Groupe et les IRO de l'état de durabilité ;
- la méthodologie d'évaluation de la matérialité des IRO (voir la section 3.5.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ») est cohérente avec la méthode d'évaluation des risques de la cartographie des risques, dont elle s'inspire ;
- en conclusion, les impacts négatifs et les risques de l'état de durabilité détaillent le volet ESG de la cartographie des risques généraux. Un tableau récapitulatif analysant la cohérence entre les IRO et les risques détaillés à la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé » a été présenté dans l'état de durabilité 2024 à la section 3.1.3.5 « Correspondance entre les IRO et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé ». Désormais, cette correspondance est mentionnée dans les tableaux d'IRO au début de chaque norme ESRS.

2. **Concernant la sécurisation des informations transmises :**

- la finalité du contrôle interne concernant l'état de durabilité est de s'assurer de la qualité des informations transmises ;
- les pratiques établies reposaient déjà sur :
  - un dispositif de contrôle de premier niveau pour la collecte et la consolidation des données par entité : identification des méthodes de collecte (mesure, estimations…), justification des données, identification d'un responsable, traçabilité des processus,
  - un dispositif de contrôle de deuxième niveau conduit par la Direction Impact et la Direction des Ressources Humaines Groupe visant à s'assurer de la cohérence des données produites.

Ce dispositif de contrôle interne a été complété en 2024, puis en 2025. En particulier, des points de contrôle spécifiques ont été ajoutés au référentiel de contrôle interne du Groupe pour la maîtrise des informations de durabilité. Ce référentiel vise à s'assurer que :

- chaque entité en charge de la collecte d'une information pour l'état de durabilité met en place un dispositif décrit et organisé au premier niveau de contrôle ;
- les contrôles/vérifications de la qualité des données au deuxième niveau de contrôle (cohérence, variations…) sont réalisés par les entités du Groupe.

En 2025, toutes les entités doivent désormais rendre compte du bon fonctionnement de leur dispositif de premier niveau de contrôle dans leur autoévaluation annuelle de contrôle interne (approche volontaire en 2024). Ces évolutions visent à renforcer les pratiques établies dans le cadre de l'état de durabilité 2024, en particulier la traçabilité des contrôles effectués.

3.1.3 Stratégie, impacts, risques et opportunités matériels et politique RSE

3.1.3.1 Stratégie, modèle d'affaires et chaîne de valeur

Le groupe EDF, en tant que premier producteur au monde d'électricité sans émissions directes de CO_2, et opérateur et fournisseur responsable, assume sa place d'acteur majeur de la transition écologique et de la souveraineté énergétique.

En 2025, le Groupe emploie 197 363 salariés dans le monde, dont principalement 155 423 en France, 33 979 dans le reste de l'Europe et 7 931 en Amériques (voir la section 3.3.2 « ESRS S1 – Effectif de l'entreprise »).

Le Groupe est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur en France et à l'international, de la construction, exploitation et déconstruction de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et à l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation et à l'accompagnement des clients pour réaliser des économies d'énergie. Le groupe EDF est aux côtés de ses clients pour favoriser leur décarbonation, par l'efficacité énergétique et l'électrification des usages, par exemple sur des procédés industriels ou de la mobilité électrique, dans des bâtiments tertiaires et résidentiels (voir le détail des revenus dans la section 3.2.7 « Taxonomie verte »).

La stratégie du Groupe est décrite dans la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie », et son modèle d'affaires (ainsi que ses atouts, ressources et création de valeur) dans la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires ». Les changements intervenus sur la stratégie du Groupe dans la période de référence sont décrits dans la section 1.2.3 « Faits marquants ».

Cartographie de la chaîne de valeur du Groupe

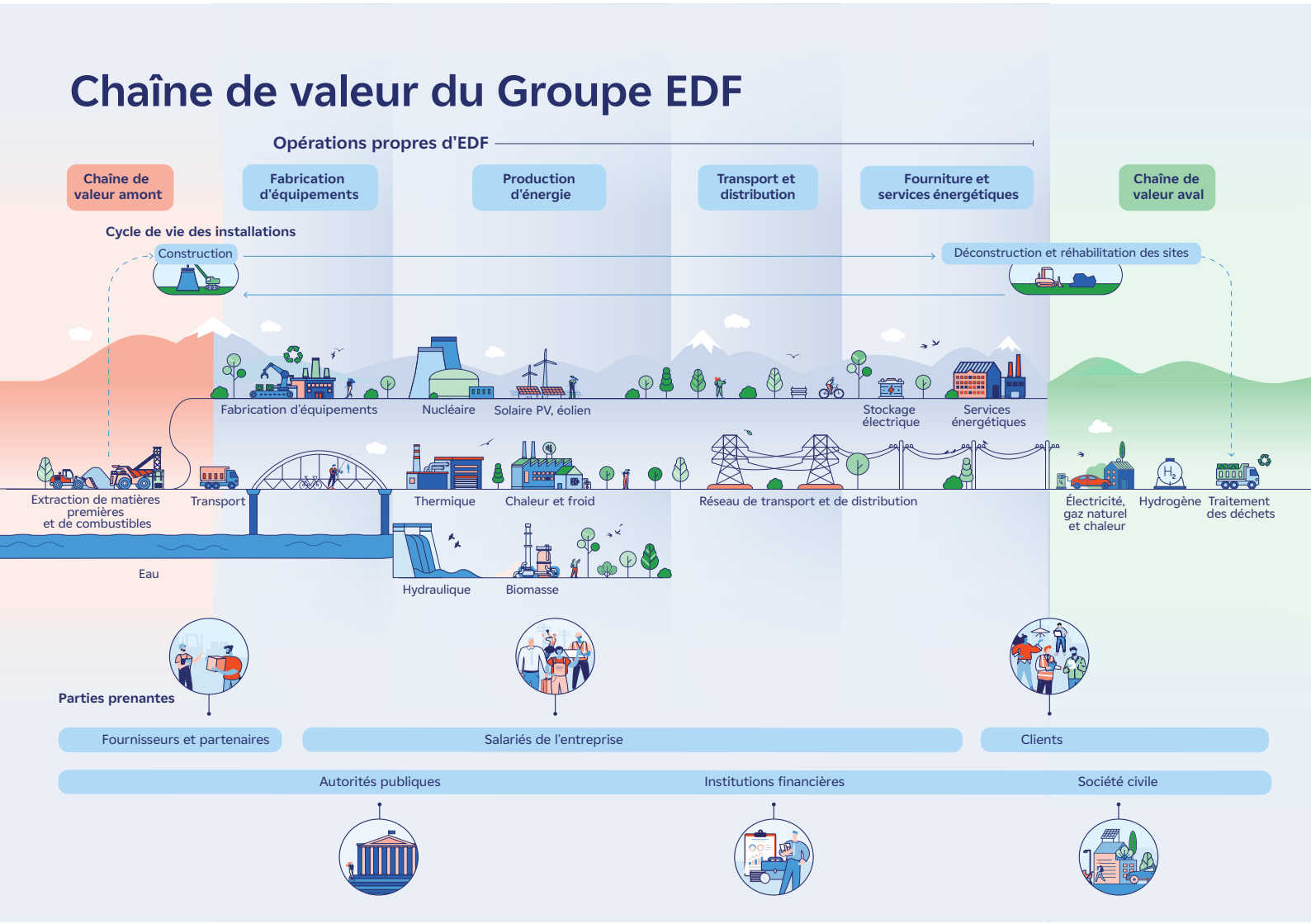
La cartographie de la chaîne de valeur synthétise la chaîne de valeur du groupe EDF sur l'ensemble de ses géographies (pour plus de détails sur les géographies des opérations propres du Groupe voir la section 3.3.2 « ESRS S1 Effectif de l'entreprise » - « Effectifs du Groupe à l'international »).

Cette chaîne de valeur synthétique est basée sur 11 chaînes de valeur que le Groupe a établies : nucléaire, thermique fossile, éolien, solaire photovoltaïque, hydraulique, biomasse, stockage électrochimique d'électricité, froid, chaleur, hydrogène électrolytique et bas carbone, services énergétiques et commercialisation d'électricité et de gaz.

Ces 11 chaînes de valeur se retrouvent dans la cartographie de la chaîne de valeur synthétique du Groupe, notamment dans les opérations propres divisées en fabrication d'équipements, production d'énergie, transmission et distribution, et fourniture d'énergie et de services énergétiques. Les activités de construction, de déconstruction ainsi que de réhabilitation des sites sont transverses aux opérations propres du Groupe.

EDF met en place des initiatives dans une dynamique d'optimisation des ressources entrantes. Ces initiatives incluent les besoins en combustibles et la gestion intégrée et responsable des matières premières et de l'eau (voir notamment les sections 3.2.4 « Ressources hydriques » et 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes »).

Le groupe EDF déploie une démarche d'Achats responsables auprès de tous ses sous-traitants et est en relation avec environ 130 000 fournisseurs actifs sur les 2 années écoulées (voir la section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »). Les principaux clients, consommateurs et utilisateurs finaux des produits du groupe EDF appartiennent à toutes les catégories de consommateurs d'énergie : particuliers, entreprises, collectivités locales et autres fournisseurs d'énergie. Le groupe EDF génère de la valeur pour ses clients, investisseurs et ses autres parties prenantes, décrite dans ses impacts positifs et opportunités (voir la section 3.1.3.3 « Enjeux de durabilité et impacts, risques et opportunités matériels »).



3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes

Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Elle forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes internes et externes et est au cœur de la politique RSE du Groupe.

Les parties prenantes du Groupe ont contribué à l'identification et à l'évaluation des impacts, risques et opportunités dans le processus d'analyse de double matérialité. Leurs attentes et intérêts sont pris en compte dans la stratégie et les objectifs du Groupe (voir la section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »).

Parlons énergies est le dispositif du Groupe qui organise depuis 2018 le dialogue sur les principes de l'intelligence collective. Plus de 130 projets ont été réalisés, qui ont impliqué plus de 40 000 collaborateurs, sur des thèmes très variés : l'excellence opérationnelle, la programmation stratégique, la mixité, l'acceptabilité de nouveaux ouvrages de production, etc. Ce dispositif unique rapproche les parties prenantes de la décision et accélère la mise en œuvre des actions.

Le 7 mai 2020, l'Assemblée générale des actionnaires d'EDF a adopté la raison d'être à 99,99 %, en l'intégrant dans les statuts de Société. La raison d'être est au cœur de la stratégie de l'entreprise (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie ») et plus de 4 000 salariés ont contribué à son élaboration. Enedis et le groupe ÉS sont des entreprises à mission.

Les parties prenantes internes ont été systématiquement consultées pour la fixation des cibles.

Une cartographie des parties prenantes du Groupe pour guider l'action

En conformité avec les démarches ISO 9001 et ISO 14001, le Groupe a formalisé la cartographie générale de ses parties prenantes, approuvée en Comité exécutif, qui fournit aux directions et sociétés du Groupe un cadre d'organisation du dialogue.

Les principales parties prenantes du Groupe sont le personnel de l'entreprise, les clients, la société civile (communautés locales, ONG, presse et médias, etc.), les autorités publiques, les partenaires financiers et les partenaires d'affaires.

Parties prenantes	Principales attentes	Moyens de dialogue
Personnel de l'entreprise	Formation, développement et reconnaissance Sécurité et santé au travail Bien-être au travail Éthique Environnement Devoir de vigilance Diversité et inclusion	Politiques et code d'éthique Représentants du personnel Système d'alerte du groupe EDF, enquête MyEDF [1] Réunions managériales et entretiens annuels
Les clients	Produits et services compétitifs et flexibilité de l'offre Qualité de service et conseils Engagements auprès des populations précaires, notamment en France Accompagnements à la décarbonation et fourniture d'électricité bas carbone	Enquêtes de satisfaction Réunions technico-commerciales Politique solidarités Rencontres avec les associations de consommateurs Rencontres avec le Médiateur national de l'énergie (en France)
La société civile	Communautés locales : • Consultation des communautés • Impacts positifs sur les territoires (emplois, achats, éducation, qualité de vie, etc.) ONG/associations : • Partenariats, mécénats et financements de projets • Expertise scientifique et technique Presse et médias : • Informations régulières, transparence et réactivité • Informations financières et RSE	Communautés locales : • Réunions d'information et sites internet • Débats publics et consultations ONG/associations : • Réunions, participations à des *think tanks* et autres Presse et médias : • Communication • Sites internet Tous : • Visites de sites industriels
Les autorités publiques	Contribution à l'impact économique, environnemental, social et sociétal Création d'emplois Soutien aux filières industrielles, notamment en France et en Europe Performance économique Respect des lois et règlements	Consultation au cours du processus législatif et réglementaire Rencontres individuelles et visites de sites industriels Processus de concertation et de consultation Partenariats Comité de responsabilité d'entreprise et Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration d'EDF
Les partenaires financiers	Performance financière Réduction des risques RSE	Réunions Investisseurs (voir la section 7.3.10 « Relations avec les investisseurs ») Partenariats Sites internet
Les partenaires d'affaires	Relations pérennes Sécurité et santé au travail Juste rémunération et délais de paiement Partenariats industriels, techniques et/ou financiers	Réunions et forums fournisseurs, universitaires Partenariats

(1) Déployée auprès de l'ensemble des salariés du Groupe, l'enquête annuelle d'engagement « MyEDF Group » a pour but de recueillir les opinions des salariés sur leur situation professionnelle et leur perception de l'entreprise au niveau local et à l'échelle du Groupe.

Le groupe EDF, pionnier dans la mise en place des panels de parties prenantes

Depuis plus de vingt ans, le groupe EDF s'appuie sur différents conseils de parties prenantes externes, à l'échelle d'EDF SA, du Groupe, d'un pays d'implantation, ou d'une filiale. Plusieurs panels d'experts issus de la société civile apportent un regard extérieur sur les orientations stratégiques du Groupe.

Le Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF

En matière de dialogue avec les parties prenantes externes, et au-delà des lieux d'écoute externe, de veille anticipative et de vie des partenariats, l'instance privilégiée est le Conseil de Parties Prenantes. Il s'agit d'un collectif multidisciplinaire, paritaire et bénévole composé de treize personnalités issues de la société civile aux profils variés : spécialistes de l'environnement, du climat, universitaires, représentants de collectifs d'étudiants, économistes ou acteurs de l'économie sociale et solidaire, etc. Il est coprésidé par le Président-Directeur Général d'EDF, et par Cécile Renouard [1] depuis 2022. Le Conseil de Parties Prenantes a entamé son second mandat en septembre 2023 pour une période de trois ans. Par ailleurs, en 2024, le Conseil de Parties Prenantes a été consulté lors de l'établissement de l'analyse de double matérialité. Et une session dédiée au dossier « Engagement » des salariés a eu lieu en 2025.

Le Conseil scientifique

Présidé par Sébastien Candel [2] jusqu'en juin 2025 et par Marc Fontecave [3] à partir de juillet 2025, ce conseil de niveau Groupe s'est réuni à trois reprises en 2025 sur les Advanced Modular Reactors (AMR)/Small Modular Reactors (SMR), l'évolution de la demande électrique en France métropolitaine, et sur les activités expérimentales d'EDF.

Le Stakeholder Advisory Board d'Edison (SAB)

Le Stakeholder Advisory Board (SAB), renouvelé en 2023, est composé de 16 personnalités faisant autorité dans le contexte de la transition énergétique, identifiées par Edison dans son écosystème externe. Le SAB s'est réuni trois fois en 2025, dont une fois avec la collaboration de la CFO Coalition for SDGs of the United Nations Global Compact. Les réflexions sur l'évolution de la stratégie de durabilité émanant du SAB sont discutées avec le Président-Directeur Général et les membres du Comité exécutif et une synthèse annuelle des travaux est portée à l'attention du Conseil d'administration.

Le Comité de mission d'Enedis

Enedis est devenue entreprise à mission en 2023. En 2025, Enedis a renouvelé partiellement son Comité de mission, avec changement de présidence. Ce comité s'est réuni à quatre reprises. Il a élaboré un avis public sur la feuille de route de mission 2024-2026 et les résultats associés. Le rapport de mission 2025 d'Enedis sera publié au premier trimestre 2026.

(1) Philosophe, professeure à l'École des mines, à l'ESSEC et à l'IEP Paris, et présidente du Campus de la Transition.
(2) Membre et ancien Président de l'Académie des sciences et membre de l'Académie des technologies.
(3) Marc Fontecave est membre de l'Académie des sciences, président du comité de prospective en énergie de l'Académie des Sciences et professeur au Collège de France.

Le Comité de mission d'Électricité de Strasbourg (ÉS)

Électricité de Strasbourg (ÉS) est devenue entreprise à mission en juin 2024. Son comité de mission, mis en place fin 2024, s'est réuni pour la première fois en mars 2025, puis à trois autres reprises au cours de l'année. Le modèle opérationnel de mission du groupe ÉS, incluant des indicateurs et des trajectoires pour les trois prochaines années, a été co-construit par l'équipe dirigeante, plusieurs groupes de travail et les membres du comité de mission. Le rapport de mission d'Électricité de Strasbourg (ÉS) sera publié au premier trimestre 2026.

Les instances représentatives du Personnel

Les instances représentatives du Personnel sont également des lieux de dialogue et de concertation reconnus au sein du groupe EDF et en particulier le Comité social et économique central (CSE central) ou le Comité mondial de Dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale (CMDRSE [1]) du groupe EDF au sein duquel a été établi l'accord mondial Responsabilité sociale et environnementale (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise » - « L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF »). Conformément à l'article L. 2312-17, dernier alinéa, du Code du travail, l'état de durabilité 2025 sera présenté pour avis au CSE central le 26 mars 2026.

Une dynamique de dialogue avec les ONG

Une politique de relations avec les ONG a été élaborée et validée en Comité stratégique RSE. De manière régulière, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec différents acteurs de la société civile spécialistes des droits humains dont des ONG et associations (voir les sections 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur » et 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes ») qui souhaitent entretenir un dialogue, afin de nourrir et faire progresser les pratiques du Groupe. Ainsi, EDF participe à des initiatives sur le partage de pairs des expertises et de l'engagement en faveur des droits humains visant à encourager des pratiques responsables dans les activités économiques.

3.1.3.3 Enjeux de durabilité et impacts, risques et opportunités matériels

L'analyse de double matérialité a servi à identifier et cartographier les impacts, risques et opportunités du Groupe. En 2025, l'analyse de double matérialité a été mise à jour afin de garantir qu'elle reflète toujours fidèlement la réalité du Groupe. Cette mise à jour n'a pas donné lieu à l'émergence de nouveaux IRO matériels par rapport à ceux préalablement publiés en 2024. Elle a été validée par la gouvernance du Groupe (voir la section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration ») et a été mise en œuvre via :

- la mise en correspondance entre les risques remontés par l'exercice de cartographie annuelle des risques (voir les sections 2.1.2 « Principes de mise en œuvre » et 3.1.3.5 « Correspondance entre les IRO et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé ») et les IRO de la double matérialité ;
- la veille habituelle des revues des enjeux émergents identifiés par diverses parties prenantes internes et externes.

Description des enjeux de durabilité matériels

Le Groupe a identifié ses impacts, risques et opportunités en suivant la méthodologie détaillée dans la section 3.5.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité ». Cette analyse a permis d'identifier 27 enjeux de durabilité matériels pour le Groupe qui influencent d'ores et déjà sa stratégie. Les enjeux de durabilité issus des ESRS ont pu être précisés pour davantage de pertinence pour EDF.

Pour cartographier ces 27 enjeux de durabilité matériels, EDF s'est appuyée en 2024 et 2025 sur ses analyses RSE réalisées depuis 11 ans et sur une analyse de double matérialité en lien étroit avec la cartographie des risques du Groupe.

Un enjeu de durabilité est considéré comme matériel dès lors qu'au moins un IRO lié à cet enjeu est considéré comme matériel.

Les informations à publier ont été déterminées en fonction du guide de l'EFRAG [2] (voir la section 3.5.1.1 « Liste des exigences de publication respectées »).

Une indication des **enjeux spécifiquement définis par EDF** est faite dans le tableau ci-dessous.

Impacts, risques et opportunités matériels identifiés

Les tableaux présentés au début de chaque norme ESRS de cet état de durabilité, listent les 47 IRO identifiés comme matériels à la suite de l'analyse de double matérialité. Ces tableaux mettent en avant :

- la description des IRO ;
- la correspondance avec les risques Groupe (voir la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé ») ;
- la localisation des impacts dans la chaîne de valeur.

Les horizons de temps de chacun des impacts sont disponibles dans les tableaux au début de chaque norme ESRS, ainsi que les effets financiers actuels pour les risques et opportunités. L'analyse de matérialité a révélé que la plupart des IRO sont matériels sur les trois horizons de temps définis par la CSRD mais certaines précisions seront apportées, ci-après, notamment sur le climat dans la section 3.2.2 « ESRS E1 – Changement climatique ».

(1) Depuis le 27 janvier 2005, le CMDRSE (comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale) est le comité de suivi de la mise en œuvre et du respect des engagements de l'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF.
(2) ID 177 – Mapping sustainability matters with disclosure requirements.

Norme ESRS	IRO matériels par catégorie *(description dans les tableaux au début de chaque norme)*	Enjeux de durabilité matériels pour EDF *Sous-thème des ESRS si la précision est nécessaire*
Changement climatique (E1)	🟢🟢🟡🔵	Atténuation du changement climatique incluant énergie
	🔴	Adaptation au changement climatique
Pollution (E2)	🟡	Pollution de l'air, de l'eau et des sols
Ressources hydriques et marines (E3)	🟡🔴	Consommation et prélèvements d'eau douce
	🔵	Partage de la ressource en eau (1)
Biodiversité et écosystèmes (E4)	🟢🟡🟡	Impact sur les écosystèmes - *Impacts sur l'étendue et l'état des écosystèmes*
	🟡	Perte de biodiversité - *Vecteurs directs de perte de biodiversité ; Changement d'affectation des terres, changement d'utilisation de l'eau douce et des mers*
Utilisation des ressources et économie circulaire (E5)	🟡🔵	Déchets
	🔴	Flux de ressources entrants
Transverse (E1, E2, E3, E4, E5)	🔴	Risques politiques et réglementaires
Transverse (S1, S2, S3)	🟡🔴	Sécurité et santé de tous *Conditions de travail ; Droits économiques, sociaux et culturels des communautés*
Personnel de l'entreprise (S1)	🟡🔴	Droits humains du personnel de l'entreprise *Autres droits relatifs au travail ; Conditions de travail*
	🟢	Sécurité et santé de tous - *Conditions de travail*
	🔴	Dialogue social
	🔵	Attraction et fidélisation des travailleurs (1)
	🟢🟡	Égalité, diversité et inclusion pour tous *Égalité de traitement et égalité des chances pour tous*
	🟢🔴	Développement des compétences
Travailleurs de la chaîne de valeur (S2)	🟡🟡🔴	Droits humains des travailleurs de la chaîne de valeur - *Conditions de travail ; Égalité de traitement et égalité des chances pour tous ; Autres droits relatifs au travail*
Communautés affectées (S3)	🟢🟢	Développement territorial (1)
	🟡	Droits humains - *Droits économiques, sociaux et culturels des communautés*
	🔴	Dialogue et concertation avec les parties prenantes *Droits civils et politiques des communautés ; Droits des peuples autochtones*
Consommateurs et utilisateurs finaux (S4)	🟢🔴	Inclusion sociale des consommateurs et/ou des utilisateurs finaux *Impacts liés aux informations*
	🟡	Protection des données personnelles - *Informations relatives aux impacts*
	🔵🟡🟢	Continuité et fourniture d'électricité (1)
Conduite des affaires (G1)	🟡	Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte
	🔴	Éthique, conformité et transparence du lobbying *Dialogue politique et activités de lobbying ; Corruption et versement de pots-de-vin*
	🟢🟡🔵🔴	Gestion des relations avec les fournisseurs
	🔵🔴	Gouvernance - *Culture d'entreprise*
	🔴	Sûreté et gestion de crise (1)

(1) Enjeu spécifique défini par EDF.

Légende : 🟢 Impact positif 🟡 Impact négatif 🔵 Opportunité 🔴 Risque

3.1.3.4 Stratégie et modèle économique du groupe EDF en réponse aux enjeux matériels

Le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » repose sur quatre piliers fondamentaux, conçus pour répondre à la transition énergétique :

- l'accompagnement des clients dans l'électrification et la réduction de leur empreinte carbone ;
- la production de plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire, l'hydraulique et les renouvelables ;
- le développement des réseaux face aux défis de la transition énergétique ;
- et l'accroissement des solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique.

Pour concrétiser « Ambitions 2035 », EDF se fixe trois objectifs de durabilité : bâtir le système électrique de demain, s'inscrire dans les limites planétaires et agir pour une transition juste et équitable. Ces engagements se déclinent en 12 engagements RSE clés (voir la section 3 « État de durabilité » - Architecture RSE). Pour chacun d'eux, le Groupe déploie des politiques et des actions opérationnelles, visant à minimiser les risques et impacts négatifs tout en maximisant les opportunités et impacts positifs sur les plans environnemental, social et sociétal.

Les enjeux et les IRO (impacts, risques et opportunités), guident les actions du Groupe pour saisir les opportunités de cette stratégie. Conscient des défis technologiques, sociétaux et temporels inhérents à la transition énergétique, le Groupe intègre des mesures d'atténuation. EDF a également élaboré des plans d'adaptation pour assurer la résilience de ses infrastructures face au changement climatique. Des informations sur la résilience de la stratégie et du modèle économique d'EDF en ce qui concerne le changement climatique sont en section 3.2.2.3.1 « L'analyse scénarisée des risques de transition ».

Concernant la capacité à saisir les opportunités matérielles non climatiques, les politiques, actions, indicateurs et cibles mises en place sont décrites dans les sections thématiques.

3.1.3.5 Correspondance entre les IRO et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé

La correspondance entre les IRO matériels (état de durabilité) et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé, figure dans les tableaux d'IRO de chaque début de norme ESRS de cet état de durabilité.

Comparaison des périmètres des IRO (état de durabilité) et des principaux risques auxquels le Groupe est exposé :

- **risques généraux de la section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »** : selon la méthodologie de la cartographie des risques du Groupe, les principaux risques peuvent entraîner à la fois des conséquences internes et externes. Ils portent sur tous les enjeux de durabilité, opérationnels, financiers, stratégiques, etc. du Groupe et couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur ;
- **IRO de la section 3.1.3.3 « Enjeux de durabilité et impacts, risques et opportunités matériels »** : le niveau de granulométrie des IRO est en général plus détaillé que celui de la cartographie des risques. Les IRO sont focalisés sur les enjeux de durabilité et couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur sur les trois horizons de temps de la CSRD.

L'analyse de correspondance démontre que chaque impact négatif et chaque risque (au sens de la CSRD) comporte une correspondance avec un risque (au sens de la section 2.2).

3.1.3.6 Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise

La politique RSE du groupe EDF a été mise à jour en 2025 au moyen d'une large consultation des parties prenantes internes et du SDC, afin de s'adapter à la nouvelle architecture RSE et aux engagements déjà présents dans l'état de durabilité 2024 et au projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». Cette politique a été validée en Comité exécutif fin 2025.

Les 12 engagements RSE répartis en 3 objectifs clés forment désormais la structure des exigences de la politique RSE (voir détails des engagements RSE dans la section 3 « État de durabilité » - « Nos engagements RSE »).

Cette politique s'applique aux entités du Groupe, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées. Dans les participations ou projets où il est minoritaire, le groupe EDF, sur la base des informations dont il dispose, procède à une évaluation des risques de non-respect de ces engagements, les fait connaître à ses partenaires et les incite le cas échéant à y remédier.

La performance environnementale, sociale et économique du Groupe provient dans un premier temps des contributions des différentes entités. La politique RSE encadre les actions des entités en formulant des exigences et des principes d'action communs. Chaque entité assure ensuite la mise en œuvre de ces priorités, en cohérence avec ses activités et ses enjeux spécifiques, dans un principe de subsidiarité. Le cas échéant, une entité peut choisir d'apporter des compléments aux exigences de cette politique.

EDF a mis en place une gouvernance spécifique sur le thème de la RSE (voir la section 3.1.2.1.2 « Gouvernance des enjeux de durabilité (niveau exécutif) »). La politique RSE guide l'avis porté en 2025, comme pour les années précédentes, par la Direction Performance Investissement Impact et Finance (DP2IF) sur les projets examinés en Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), sur le volet des critères RSE.

Le pilotage de la politique RSE s'appuie en interne sur les différentes instances de dialogue social et managérial. La Direction Impact coordonne et anime la mise en œuvre de la politique RSE en s'appuyant sur le SDC pour la gouvernance.

3.2 Informations environnementales

3.2.1 Système de management de l'environnement

L'environnement est au centre des engagements du groupe EDF. Un système de management de l'environnement (SME) est en place pour assurer un impact environnemental le plus faible possible pour les différentes activités du Groupe. Le Groupe a obtenu sa toute première certification ISO 14001 en 2002.

Le SME, s'appuyant sur les instances de gouvernance d'EDF, assure la déclinaison des engagements environnementaux de la politique RSE du Groupe (voir les sections 3.1.2 « Gouvernance », 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise » et le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise »).

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité du Groupe met en place, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseaux, une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux, et définit son organisation et les différents niveaux de responsabilité et d'autorité associées pour respecter ses engagements environnementaux et maîtriser ses risques par la mise à disposition de ressources (humaines et financières) appropriées.

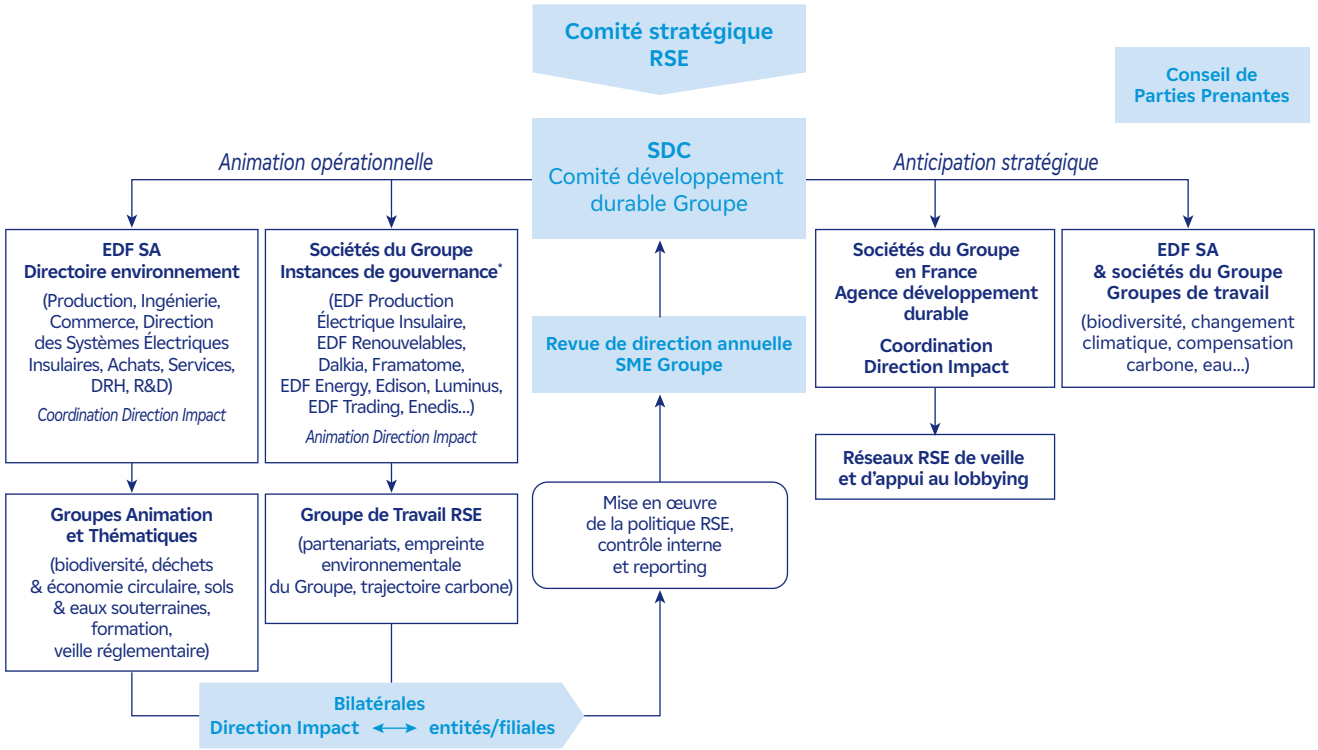
Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires, en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux, chaque entité en étant responsable ;
- de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;
- d'un reporting de durabilité obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

La Direction Impact assure la coordination générale du SME Groupe et les interfaces nécessaires avec EDF et les filiales à travers une animation opérationnelle du management de l'environnement qui implique la participation de chaque entité ayant des impacts environnementaux significatifs de niveau Groupe.

Conformément à la norme internationale ISO 14001 (version 2015), le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR. Tous les sites industriels sont couverts par un SME, et plus de 80 % par un SME certifié.

La dernière campagne d'audits de certification, menée par l'AFNOR sur la période de début avril 2024 à fin mai 2025, confirme que les SME certifiés des entités et filiales mis en œuvre sont efficaces, pertinents et matures et permettent la progression des performances dans tous les domaines de l'environnement. Les engagements environnement intégrés dans la politique RSE (voir la section 3.1 « Informations générales ») se déclinent en politiques structurantes, pertinentes et ambitieuses (eau, carbone, économie circulaire, biodiversité). L'environnement est jugé fortement intégré notamment dans les fonctions support et sur les territoires. La dynamique d'amélioration est forte et étendue en profondeur. Ces audits ont permis d'identifier trois nouvelles non-conformités, celles de la campagne précédente ayant été levées. Les progrès sont principalement attendus sur le suivi des indicateurs dans les plans d'action ou l'exploitation des bilans des audits internes.



** Directoires environnement ou équivalent*

3.2.2 ESRS E1 - Changement climatique

Le plan de transition climatique du groupe EDF structure et concrétise l'ambition climatique du Groupe. Il vise le zéro émission nette sur l'ensemble des activités du Groupe d'ici 2050 ainsi que la décarbonation des usages via l'électrification, soutenue par le développement de capacités additionnelles de production d'électricité bas carbone (voir la section 3.2.2.1.1.3 « Produire plus d'électricité bas carbone »). En outre, l'adaptation des infrastructures et processus aux risques climatiques physiques est une priorité au même titre que l'atténuation (voir la section 3.2.2.2 « Adaptation au changement climatique »). Ces deux axes sont soutenus par une gouvernance intégrant les enjeux climatiques, via une rémunération des dirigeants liée à la performance environnementale (voir la section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération ») et la mobilisation des salariés via la formation et la sensibilisation.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les IRO suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

IRO		Chaîne de valeur
Impact négatif	■□□	Amont
Impact positif	□■□	Opérations propres
Risque	□□■	Aval
Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Atténuation du changement climatique & énergie (cf. section 3.2.2.1)	Décarbonation de l'économie	Les activités du Groupe auprès des clients, notamment via la diminution de la consommation énergétique (sobriété et efficacité énergétique) et l'accompagnement vers une consommation énergétique bas carbone contribuent à la transition bas carbone de l'économie.	Long terme
	Décarbonation du mix énergétique	Les activités du Groupe de production d'électricité bas carbone et de services énergétiques ont un impact positif sur la décarbonation du mix énergétique.	Long terme
	(5B) Émissions de gaz à effet de serre	Les activités du Groupe et l'ensemble de sa chaîne de valeur produisent des émissions de gaz à effet de serre contribuant au changement climatique.	Court terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Atténuation du changement climatique & énergie (cf. section 3.2.2.1)	Développement des usages de l'électricité décarbonée et des services énergétiques	Le contexte de nécessaire décarbonation de l'économie peut créer des opportunités de revenus, de nouveaux marchés pour le Groupe et de nouvelles sources de financement, via le développement de nouvelles capacités de production d'électricité bas carbone, de nouveaux usages de l'électricité, de technologies innovantes, d'offres bas carbone (autoconsommation, efficacité énergétique, etc.) et la participation à des projets de recherche.
	(1I) Risques politiques et réglementaires	Les évolutions réglementaires ou l'augmentation du prix du carbone peuvent conduire à des dépréciations d'actifs.
Adaptation au changement climatique (cf. section 3.2.2.2)	*(5B)* Risques physiques	Les risques liés aux évènements extrêmes et chroniques peuvent impacter l'ensemble de la chaîne de valeur du Groupe et notamment ses moyens de production, de transport et distribution, ainsi que les conditions de travail des salariés et prestataires.

La décarbonation de l'énergie via l'électrification de l'économie est un levier essentiel pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. C'est aussi, pour les pays dans lesquels opère le Groupe, un levier de souveraineté énergétique via une réduction des importations d'énergies fossiles, et de souveraineté industrielle via la signature de contrats long terme de fourniture d'électricité bas carbone compétitifs. La contribution du groupe EDF à l'atteinte de la neutralité carbone globale passe ainsi en premier lieu par son rôle dans la production d'électricité, en tant que premier producteur d'électricité au monde sans émissions directes de CO_2 [1], mais également dans le développement de nouvelles offres d'énergie et de services énergétiques permettant à ses clients de diminuer leurs propres émissions.

Le changement climatique étant un problème de stock (accumulation de gaz à effet de serre) plutôt que de flux, ses impacts sont déjà présents, du fait des émissions passées. Il est donc essentiel de bâtir la robustesse du système électrique qui contribue à l'atteinte de la neutralité carbone. Le groupe EDF évalue les impacts du changement climatique sur ses activités et travaille à adapter ses installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et plus résilientes aux situations extrêmes ainsi qu'à intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception de ses nouvelles installations. Le Groupe s'appuie sur les scénarios les plus défavorables du GIEC en termes de réchauffement et considère un horizon à moyen et long termes (2050 à 2100), en raison de la longue durée de vie de ses infrastructures.

En complément de la méthodologie suivie pour l'ensemble des normes (voir la section 3.5.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité »), l'identification des IRO pour la norme E1 a été réalisée sur la base de sources internes, telles que le bilan d'émissions de gaz à effet de serre du Groupe ou l'ACV [2] nucléaire, et externes, telles que les scénarios publics de transition, les données de l'ADEME ou du centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA).

Les risques physiques liés au changement climatique sont identifiés comme matériels, en cohérence avec la cartographie des risques pour le Groupe qui inclut le risque climatique comme risque prioritaire à l'échelle du Groupe depuis 2018.

L'enjeu d'atténuation du changement climatique représente une opportunité pour le Groupe dans la mesure où son modèle d'affaires, fondé sur la production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergies renouvelables) et l'accompagnement dans les usages décarbonés, est aligné avec les scénarios de décarbonation ambitieux.

Des impacts actuels significatifs ont été évalués pour les risques et opportunités matériels (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.2.1 Atténuation du changement climatique

3.2.2.1.1 Politiques liées à l'atténuation du changement climatique

Face à l'urgence climatique et conformément à sa raison d'être, le groupe EDF veut faire émerger un nouveau modèle énergétique, moins émetteur de CO_2, plus efficace, plus respectueux de l'environnement et des populations. Pour se mobiliser en conséquence, le Groupe met en œuvre un plan de transition climatique, articulé autour de trois axes, porté aux plus hauts niveaux de gouvernance du Groupe, avec la nomination de référents climat au sein du Conseil d'administration et du Comité exécutif du Groupe. Le groupe EDF s'inscrit dans une démarche de redevabilité axée sur les 10 recommandations du Groupe d'experts des Nations Unies sur l'engagement *Net Zero* des organisations non étatiques (UN HLEG).

(1) Selon le benchmark annuel Enerdata des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net/.
(2) Analyse du cycle de vie.

3.2.2.1.1.1 Une ambition « Zéro émission nette » soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse

Le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émissions directes de CO_2. Rapportées à sa production, les émissions de CO_2 du Groupe sont très inférieures à celles d'autres grands producteurs d'électricité. En accord avec ce rôle de chef de file de décarbonation de l'économie, ainsi qu'avec sa raison d'être, le groupe EDF s'est fixé l'objectif d'atteindre le « Zéro émission nette » (ou « *Net Zero* ») sur l'ensemble de ses activités d'ici 2050. Cet engagement couvre les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble des Scopes (1, 2 et 3) [1] et des régions géographiques [2]. Il s'appuie sur la définition inscrite dans la directive CSRD [3]. L'ambition *Net Zero* du Groupe est rattachée à la politique RSE, dont la responsabilité est portée par la Direction Impact, et au projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». Les résultats sont présentés au Comité exécutif annuellement.

***Net Zero* à 2050**	Objectif de réduire les émissions directes de gaz à effet de serre du Groupe jusqu'à les rendre nulles ou quasi nulles d'ici 2050
	Objectif de réduire d'au moins 90 % les émissions directes et indirectes [1]
	Objectif de neutraliser les émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité [2]

(1) Par rapport à l'année de référence utilisée pour la définition des objectifs 2030.
(2) Neutralisation après 2030 uniquement, en lien avec les principes définis dans le rapport du groupe d'experts de haut niveau des Nations Unies sur les engagements Net Zero des entités non étatiques (novembre 2022).

Cette ambition long terme est soutenue par des objectifs de réduction court et moyen termes qui sont établis et revus régulièrement, et se traduisent en trajectoires d'émission pour l'ensemble des métiers et entités du Groupe. La trajectoire carbone du Groupe, dont les objectifs ont été renforcés en 2023, a été validée comme compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C par Moody's (voir la section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »).

Ces objectifs portent sur les émissions directes et indirectes du Groupe. Au-delà d'impliquer le suivi des émissions du Groupe, la définition de la trajectoire carbone contribue à l'orientation des choix stratégiques et des investissements du Groupe.

Actionner les différents leviers de décarbonation de la production d'électricité

Depuis une vingtaine d'années, le Groupe a mis en œuvre et accompagné la fermeture d'un grand nombre de tranches au charbon en Europe ainsi que de chaudières fioul de forte puissance. En 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [4] qui promeut dans le cadre de l'Accord de Paris la sortie du charbon, dès 2030, dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Cet engagement a été renforcé en 2020, avec l'objectif de ne plus produire d'électricité à partir de charbon (et fioul lourd) d'ici 2027 en Europe et 2030 dans le reste du monde. Le Groupe s'est également engagé à ne pas financer d'activités charbon non présentes dans son portefeuille en 2019. Le Groupe œuvre au verdissement de ses réseaux de chaleur, et a défini des critères en faveur du thermique décarboné (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes ») permettant d'aligner ses activités fossiles avec ses engagements climatiques.

Dans les territoires insulaires, le groupe EDF réalise, par exemple, la substitution progressive du fioul par de la biomasse liquide dans les centrales thermiques existantes (voir la section 3.2.2.1.2.1.1. « Réduction des émissions directes » - « Décarbonation des territoires insulaires »). Enfin, le Groupe utilise dès que possible des technologies alternatives aux gaz fluorés utilisés comme fluides réfrigérants et travaille à la réduction de leur impact carbone.

En 2025, les activités gazières représentent près des trois quarts des émissions de GES de Scope 1 à travers la production d'électricité et de chaleur à partir de gaz naturel. Le groupe EDF a défini un ensemble de critères internes permettant d'aligner ses activités gazières avec ses engagements climatiques :

- les activités gazières du groupe EDF s'intègrent dans les trajectoires carbone (couvrant les émissions directes et indirectes) fixées pour chacune des entités en cohérence avec les objectifs 2030 et 2050 du Groupe. Tout projet de développement doit démontrer sa contribution à la transition énergétique des territoires et intégrer dans son *business plan* le respect de l'objectif *Net Zero* du Groupe à l'horizon 2050 ;
- le groupe EDF travaille en permanence à optimiser les performances énergétiques et environnementales de son parc thermique, pour réduire ses émissions de CO_2 et rendre plus de services au système électrique (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes », paragraphe « Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF ») ;
- le Groupe participe au développement de nouveaux projets gaz (cycle combiné gaz – CCG), uniquement si le projet contribue à réduire l'intensité carbone du système électrique du pays concerné ou s'il relève de la sécurité d'approvisionnement du pays. Lorsque cela est techniquement et économiquement faisable, le projet recourt à des solutions permettant de réduire ses émissions directes, comme le gaz vert, l'hydrogène ou le captage et le stockage du CO_2 (voir le chantier « thermique décarboné » du groupe EDF dans la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes ») ;
- le groupe EDF accompagne le développement de la filière biogaz, chaque fois que le modèle économique d'un projet est viable dans la durée.

Cette ambition de décarbonation de la production se traduit en un objectif de baisse de l'intensité carbone de la production d'électricité et de chaleur du Groupe.

Soutenir la décarbonation du portefeuille de clients gaz

Les ventes de gaz naturel d'EDF à des clients finaux contribuent de manière significative à ses émissions Scope 3 (voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe – émissions annuelles de GES »). Réduire les émissions du Groupe par le seul transfert de contrats de vente de gaz à d'autres fournisseurs ne présente cependant que peu d'intérêt vis-à-vis des émissions globales vers l'atmosphère. Le groupe EDF soutient activement ses clients gaz dans leur cheminement vers la neutralité carbone et favorise ainsi la décarbonation de l'économie. Cette démarche définit le rôle de « Gazier Responsable » d'EDF, en ligne avec le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et se décline en quatre axes : guider les clients gaz du Groupe vers la décarbonation et l'efficacité énergétique ; accélérer le passage du gaz fossile à l'électricité ; contribuer à la décarbonation des sources d'énergie ; et plaider pour des changements réglementaires afin de soutenir la décarbonation (voir la section 3.2.2.1.2.2.2 « Aval : accompagner les clients du Groupe vers l'électrification et la décarbonation »).

Atténuation en dehors de la chaîne de valeur et neutralisation des émissions résiduelles

Pour le groupe EDF, la neutralisation des émissions résiduelles constitue l'étape ultime d'une démarche d'atteinte du « Zéro émission nette ». L'achat de crédits carbone ne doit ainsi en aucun cas se substituer à une stratégie de réduction drastique des émissions directes et indirectes du Groupe.

(1) Pour la définition des trois Scopes, voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe – émissions annuelles de GES ».
(2) Pour les précisions sur le périmètre retenu, voir la section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe – émissions annuelles de GES ».
(3) *Annex II Acronyms and Defined Terms, Net-zero target.*
(4) poweringpastcoal.org/members.

Le groupe EDF ambitionne de privilégier l'utilisation de projets dits à « émissions négatives » pour neutraliser ses émissions résiduelles à l'horizon 2050, par rapport aux projets dits à « émissions évitées ». Ces projets de séquestration carbone correspondent soit à des solutions naturelles, via le stockage de carbone dans les forêts ou dans les sols, projets qui sont susceptibles d'embarquer des co-bénéfices pour la biodiversité ou l'adaptation au changement climatique, mais dont la permanence est difficile à assurer ; soit à des solutions technologiques, comme les projets de bioénergie équipés de captage et stockage de CO_2 (BECCS). De plus, les projets financés sont criblés au préalable pour s'assurer qu'ils respectent des critères de haute intégrité, sur la base des *Core Carbon Principles* définis par l'*Integrity Council for the Voluntary Carbon Market* (iC-VCM) [1], comme décrit dans la politique contribution carbone Groupe.

En ligne avec la définition du *Net Zero* reprise dans la directive CSRD, le volume d'émissions neutralisé via des crédits retirés en 2050 correspondra au maximum à 10 % des émissions du Bilan carbone total de l'année de référence du groupe EDF (c'est-à-dire à environ 16 $MtCO_2e$ maximum). Par ailleurs, en conformité avec les règles de comptabilité carbone en vigueur [2], les unités de séquestration ou de réduction issues de projets déjà financés par le groupe EDF ne sont pas déduites du bilan de gaz à effet de serre et font l'objet d'une comptabilisation séparée.

3.2.2.1.1.2 Développer les usages de l'électricité, l'efficacité énergétique et les services énergétiques innovants

EDF accompagne les clients dans la réduction de leur empreinte carbone en leur fournissant des conseils en efficacité et en sobriété énergétique et en leur proposant des solutions de décarbonation. Le principal levier est l'électrification des usages (véhicules électriques, processus industriels électrifiés, chaleur décarbonée, etc.) grâce à une électricité bas carbone, disponible, compétitive et souveraine qui prend progressivement le relais des énergies fossiles (voir section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe »). En France, cela se traduit par exemple par l'ambition de contribuer à faire émerger 150 TWh de demande d'électricité supplémentaire en 2035 par rapport à 2023, principalement en substitution des énergies carbonées.

L'accompagnement des clients dans la réduction de leur empreinte carbone, réplicable dans tous les pays où le Groupe opère, est en ligne avec l'ensemble des scénarios de décarbonation ambitieux, notamment de l'AIE [3] et du NGFS [4], ainsi que la stratégie nationale bas carbone française.

La politique associée vise à accompagner les clients et les territoires dans l'électrification et la décarbonation de leurs activités, via une large palette d'offres adaptées aux différents marchés.

Cela suppose de disposer en parallèle des conditions favorables à un tel développement, via le renforcement de la robustesse, de l'intelligence et de la flexibilité du réseau, via une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage. Cela suppose également la recherche d'innovations techniques et financières pour fournir une électricité durable et à un prix raisonnable et une exigence de qualité du service proposé.

Cette politique s'applique aux activités de distribution et aux activités de commercialisation du Groupe (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »). Elle relève de la stratégie d'entreprise coordonnée au niveau du Comité exécutif.

3.2.2.1.1.3 Produire plus d'électricité bas carbone

Le GIEC classifie les technologies de production d'électricité en technologies dites carbonées, c'est-à-dire basées sur des combustibles fossiles (comme le gaz ou le charbon) sans dispositif de captage et de séquestration du carbone et générant donc des émissions directes de gaz à effet de serre ; en technologies dites bas carbone, c'est-à-dire avec peu d'émissions directes ou pas d'émissions directes [5] de gaz à effet de serre (comme l'hydraulique, le nucléaire, l'éolien et le solaire, la bioénergie, les fossiles avec capture et stockage de carbone (CCS)).

Selon le dernier classement annuel de Enerdata [6], et du fait notamment de l'importance de son parc de production nucléaire et hydroélectrique, le groupe EDF est le premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2. Le mix de production d'électricité du Groupe en 2025 est décarboné à 95 %.

Le Groupe se fixe l'objectif de produire plus d'électricité bas carbone avec toutes les technologies qui y concourent, en s'appuyant sur le nucléaire et toutes les formes de renouvelables. Pour cela, le Groupe ambitionne de maximiser la disponibilité et la durée de fonctionnement de ses actifs bas carbone, en particulier son parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, de construire de nouveaux réacteurs nucléaires de grande et de petite puissance, et de contribuer au développement des énergies renouvelables. Cette ambition est alignée avec les scénarios climatiques compatibles avec l'Accord de Paris, qui mettent tous en avant la nécessité de subvenir à la demande liée à l'électrification des usages par des technologies bas carbone, tout comme le scénario *Net Zero* d'EDF au niveau européen [7]. Elle se traduit en objectifs de production nette d'électricité bas carbone et de développement de capacité renouvelable brute (voir la section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »).

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe s'est également fixé l'objectif de poursuivre le déploiement de moyens de flexibilité permettant d'assurer la stabilité des réseaux. S'agissant de la flexibilité de la production, en complément de la flexibilité déjà apportée par les parcs nucléaire et hydroélectrique, le Groupe va développer des moyens de stockage et décarboner des moyens de production thermique à flamme. Du côté des clients, les solutions de flexibilité passent par le pilotage des consommations (afin de placer celles-ci au moment le plus avantageux pour le système électrique), notamment via la recharge « intelligente » des véhicules électriques ou l'effacement des consommations.

Enfin, les réseaux publics gérés par Enedis, EDF SEI [8] et Strasbourg Électricité Réseaux devront poursuivre leur transformation afin de répondre aux enjeux du système électrique de demain et aux nouveaux besoins de raccordements (renouvelables, bornes de recharge électrique, etc.).

3.2.2.1.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique

Afin d'atteindre les objectifs qu'il s'est fixés (voir la section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique »), le groupe EDF met en œuvre un plan d'actions qui s'inscrit dans la stratégie du Groupe. Ce plan est coordonné avec le processus trajectoire carbone du Groupe.

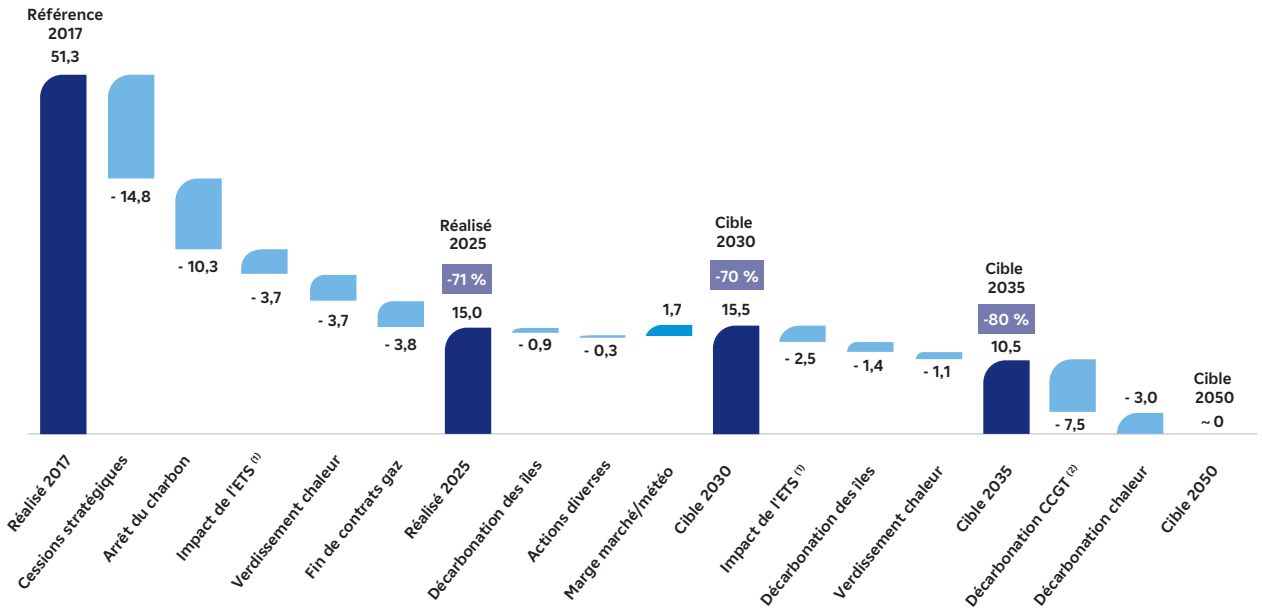
(1) cvcm.org/the-core-carbon-principles/.
(2) *GHG Protocol Corporate Accounting and Reporting Standard*, WRI-WBCSD, 2015.
(3) AIE, Agence internationale de l'énergie, scénario Net Zero Emissions by 2050.
(4) *NGFS, The Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System*, scénario Net Zero 2050.
(5) Cela n'inclut pas les émissions liées à la chaîne d'approvisionnement en carburant et au cycle de vie des autres constituants du système de production.
(6) Il s'agit du benchmark annuel Enerdata des producteurs d'électricité : power-producers-ranking.enerdata.net.
(7) www.edf.fr/groupe-edf/edf-en-bref/publications-de-reference/edf-scenario-net-zero-2050.
(8) EDF SEI : EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.

3.2.2.1.2.1 Opérations propres : réduire les émissions directes du Groupe, produire plus d'électricité bas carbone

3.2.2.1.2.1.1 Réduction des émissions directes

Trajectoire net zéro Scope 1 entre 2017 et 2050

(en $MtCO_2e$)



(1) EU ETS : European Emissions Trading Scheme.
(2) CCGT : cycle combiné gaz thermique.

Actions de réduction des émissions directes

Cessions stratégiques	Cessions stratégiques d'actifs carbonés, notamment en Pologne.
Arrêt du charbon	Fermeture des centrales charbons de Cottam (FR), West Burton A (UK) et Le Havre 4 (FR), avec prise en charge et reconversion du personnel.
Impact de l'ETS	Réduction de l'appel par le réseau des cycles combinés gaz du fait du prix du CO_2 dans le marché européen de gaz à effet de serre (ETS) et de l'injection prioritaire des énergies renouvelables.
Chaleur renouvelable	Verdissement des réseaux de chaleur gérés par le Groupe par le recours au bois énergie, récupération de chaleur fatale, géothermie et thalassothermie.
Optimisation des appels aux moyens de production bas carbone (conditions météo)	Optimisation des appels aux différents moyens de production en fonction des conditions météo (objectifs basés sur des conditions météo normalisées).
Fin de contrats	Baisse de niveau de production liée à la fin de PPA (1) pour la centrale de Norte Fluminense au Brésil, transfert de la centrale de MECO au Vietnam à l'échéance du contrat de type *Build Operate Transfer*.
Décarbonation des îles et zones non interconnectées	Remplacement du fioul lourd et du fioul léger utilisés dans les zones non interconnectées par de la biomasse liquide, en cohérence avec leur Programmation pluriannuelle de l'énergie locale.
Actions diverses	Réduction des émissions diffuses de SF_6 issues des matériels de transmission et de distribution de l'électricité ainsi que des émissions diffuses de HFC (2) issues des climatisations ; électrification complète de la flotte de véhicules légers du groupe EDF dans le cadre de l'engagement EV100.
Captage du CO_2	Étude de la faisabilité technico-économique d'un premier équipement de captage et stockage du CO_2 sur un cycle combiné gaz du groupe EDF en Italie.
	Voir « Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF » ci-dessous.

(1) PPA, Power Price Agreement.
(2) Hydrofluorocarbures.

Sortie du charbon

Limitation du recours aux centrales à charbon en 2025

En 2025, la production d'électricité et de chaleur à partir de charbon n'a représenté que 0,12 % de la production totale du groupe EDF. Ces actifs de production ne sont utilisés qu'en périodes dites « de pointe » et de situations de crise sur le marché de l'énergie (1).

(1) Le Conseil constitutionnel exige que le rehaussement du plafond d'émissions des installations de production d'électricité à partir d'énergie fossile ne puisse intervenir que dans le cas d'une menace grave sur la sécurité d'approvisionnement en électricité (décision n° 2022-843 DC du 12 août 2022).

Fermetures à venir de tranches charbon exploitées et retrait de tranches non contrôlées, d'ici à 2030 au plus tard

Depuis avril 2021, le groupe EDF n'exploite plus que deux unités charbon en Europe, localisées sur la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). L'arrêt définitif de la centrale de Cordemais, initialement prévu en 2022, est désormais planifié pour 2027, compte tenu des besoins exprimés par RTE dans ses derniers bilans prévisionnels [1]. Le Groupe est également engagé dans une démarche de retrait de ses actifs charbon non contrôlés en Chine.

Décarbonation des territoires insulaires

Les installations thermiques, principalement des moteurs au fioul lourd ou au gasoil et des turbines à combustion (TAC) contribuent à la sûreté du système électrique, à la production d'électricité des territoires insulaires, permettent de faire face à la forte saisonnalité de la consommation électrique et pallient l'intermittence des énergies renouvelables dans des systèmes électriques qui ne peuvent avoir recours aux importations en cas de pic de demande ou de défaut de production. La décarbonation de ces moyens de production est un levier clé pour l'atteinte de la neutralité carbone.

Substitution du fioul

Le groupe EDF poursuit la substitution progressive du fioul par des bioliquides, initiée en 2023, dans les centrales thermiques existantes exploitées par EDF SEI [2] et EDF PEI [3], en cohérence avec les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) des différents territoires. En 2025, EDF PEI a poursuivi la construction de deux centrales qui fonctionneront aux bioliquides en Guyane et en Corse, respectivement en vue du remplacement des centrales au fioul de Dégrad-des-Cannes et du Vazzio.

Projets 100 % énergies renouvelables

EDF développe dans les zones non interconnectées des actions de maîtrise de l'énergie (ex. : chauffe-eaux solaires, isolants, brasseurs d'air…), des projets d'augmentation du productible des centrales hydrauliques en exploitation, ainsi que des solutions technologiques pour améliorer l'intégration des énergies renouvelables intermittentes sur le réseau (ex. : batteries, compensateurs synchrones, système de management de l'énergie, etc.).

EDF PEI participe par ailleurs au développement et à l'installation de capacité de production d'énergie renouvelable, notamment solaire, éolien et hybride.

Verdissement des réseaux de chaleur

Le groupe EDF, à travers sa filiale Dalkia, gère plus de 340 réseaux urbains de chaleur et de froid. Il est un des *leaders* des services énergétiques en France. Le taux d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dans ses réseaux de chaleur en France est de 66,9 % en 2025 [4].

Le verdissement des réseaux de chaleur passe notamment par le développement de l'utilisation de bois énergie, la valorisation des déchets, la récupération de chaleur fatale, la géothermie et la thalassothermie.

Dalkia a notamment obtenu en 2025 l'extension et la gestion du réseau de chauffage urbain de la Métropole européenne de Lille, permettant la production, le transport et la distribution de chaleur sur six nouvelles communes, un projet doté d'un mix énergétique à 95 % décarboné.

À l'échelle mondiale, le charbon représente 1,6 % de la production de chaleur de Dalkia en 2025, qui n'utilise plus ce combustible dans la production de chaleur en France, en cohérence avec les dispositions de la Programmation pluriannuelle de l'énergie. Un plan d'action en cours vise la sortie totale du charbon en Pologne.

Décarbonation du thermique fossile du groupe EDF

Le chantier stratégique « thermique décarboné », transverse au Groupe, a pour objectif d'identifier les différents dispositifs ou techniques de décarbonation pour les moyens de production thermique (chaudières, cycles combinés, turbines à combustion, moteurs) qui fonctionnent classiquement avec des combustibles fossiles (charbon, gaz naturel et fioul). L'identification de ces techniques de décarbonation doit permettre de préparer la décarbonation du parc de production existant, en réponse à une évolution du cadre réglementaire, aux opportunités économiques ou en cohérence avec la trajectoire carbone, et d'envisager la construction de moyens neufs thermiques bas carbone en réponse aux appels d'offres ou enchères de capacité émis par les gestionnaires de réseau.

Les solutions de décarbonation profondes identifiées comme techniquement matures à court/moyen terme sont les suivantes :

- à l'amont : utilisation de combustibles « décarbonés » (biomasse solide, biogaz, bioliquides, hydrogène bas carbone, combustibles de synthèse) ;
- à l'aval : captage de CO_2 pour stockage (CCS) et/ou utilisation d'une partie du CO_2 émis (CCU).

Des feuilles de route ont été définies et sont en cours de mise en œuvre pour instruire l'ensemble des opportunités de décarbonation des moyens de production existants et pour permettre la maîtrise des solutions développant de nouvelles capacités thermiques bas carbone en cas de besoin du système électrique. Par exemple :

- en France continentale, en juin 2024, des essais de fonctionnement avec un bioliquide (*hydrotreated vegetable oils*, conforme à la directive RED II) ont été conduits sur une TAC. Les résultats de ce deuxième essai (après un premier en juillet 2023), positifs, ont permis de sécuriser les aspects techniques et environnementaux de cette conversion de TAC au bioliquide ;
- en Belgique, le cycle combiné gaz (870 MW) en cours de construction à Seraing, pourra fonctionner avec un mélange intégrant de l'hydrogène, dans une proportion de 50 % en volume, permettant une réduction des émissions de 23 %. Avec un rendement de 63 %, la future centrale émettra environ 320 kg de CO_2 par MWh produit, soit 20 % de moins que la centrale actuelle. La construction de cette centrale, qui a démarré à l'automne 2022, s'inscrit dans le cadre du mécanisme de rémunération des capacités mis en place à l'initiative du gouvernement fédéral belge, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. La date de mise en service est communiquée au marché via le système européen de régulation REMIT ;
- voir le paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires » concernant les actions d'EDF SEI et EDF PEI en la matière.

Réduction des émissions de gaz fluorés

Les gaz fluorés comme l'hexafluorure de soufre (SF_6), utilisé pour son pouvoir de coupure 'arc électrique et sa qualité d'isolant électrique, dans les appareils de connexion de moyenne et de haute tension, et les hydrofluorocarbures (HFC), utilisés comme fluides réfrigérants, sont de puissants gaz à effet de serre. En 2025, leurs émissions sont estimées pour le groupe EDF à 155 $ktCO_2eq$, soit environ 1 % des émissions directes (Scope 1) du groupe EDF. Les émissions se produisent au cours de fuites pendant le processus de fabrication et durant le cycle de vie. EDF applique depuis 2019 un plan d'action volontariste sur son parc nucléaire avec un objectif global de ramener les émissions totales de SF_6 des équipements à leur taux de fuite de conception (1,0 % par an). Il est à souligner que les émissions totales correspondent aux fuites, à la maintenance et enfin aux avaries. Depuis 2008, les émissions globales sur le parc nucléaire ont diminué de 91,2 %, et depuis 2019 de 64 %. EDF déploie des innovations pour traiter les fuites (dispositifs de récupération et colmatage), ainsi que pour les prévenir (revêtements anticorrosion).

Dès que cela est technologiquement et économiquement possible, le groupe EDF utilise des technologies alternatives au SF_6. L'ensemble des métiers du groupe EDF travaille en outre à réduire l'utilisation des HFC à fort RPG (pouvoir de réchauffement global) ainsi qu'à leur substitution, dans la limite des contraintes technologiques.

(1) Selon le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France publié par RTE en 2021, le maintien de la centrale de Cordemais à l'horizon 2024-2026 offre une sécurité appréciable dans un scénario de faible disponibilité du nucléaire ou de non-inflexion des trajectoires sur les renouvelables, ainsi que dans l'éventualité d'une mise en service différée de l'EPR de Flamanville.
(2) EDF SEI : EDF Systèmes Énergétiques Insulaires.
(3) EDF PEI : EDF Production Électrique Insulaire.
(4) Donnée 2025 des réseaux Dalkia référencés au SNCU (Syndicat national du chauffage urbain) et de la climatisation urbaine.

EDF a engagé un programme de R&D (Projet Zéro SF_6) qui vise à expérimenter les technologies innovantes des disjoncteurs 145 kV proposant des alternatives à l'utilisation du SF_6, avant leur déploiement à partir de 2028 (en conformité avec l'échéance de la réglementation européenne FGASIII). Ces expérimentations sont menées depuis 2024 sur des sites du parc hydroélectrique et des sites d'EDF SEI.

Réduction des émissions de la flotte de véhicules d'EDF (EV100)

Le groupe EDF a été le premier groupe français à signer l'engagement « EV100 » visant un parc de véhicules légers 100 % électrique à l'horizon 2030. Ce projet intègre à la fois plus de 48 000 véhicules et les infrastructures de recharge de près de 2 100 sites à travers le monde avec 75 % des sites déjà équipés à fin 2025.

Engagement EV100	Cible 2030	2023	2024	2025
Part des véhicules électriques au sein du parc de véhicules légers du groupe EDF (en %) (1)	100	29,3	35,6	42,4

(1) L'indicateur spécifique au groupe EDF est le ratio entre le nombre de véhicules électriques (selon les critères « bas carbone » de l'initiative EV100) et le nombre total de véhicules dans le parc de véhicules légers (VL) immatriculés du groupe EDF, au 31 décembre de chaque année (en propriété ou location longue durée).

L'électrification est visible sur l'ensemble du groupe EDF avec des taux significatifs d'électrification à fin 2025 de 55,4 % chez EDF SA, 55,5 % chez Luminus et ses filiales et 21,2 % chez Edison et ses filiales.

Enedis est également engagée dans l'électrification de sa propre flotte. Fin 2025, sa flotte de véhicules légers (dont utilitaires légers), qui compte environ 18 200 véhicules, est électrifiée à près de 44,2 %.

3.2.2.1.2.1.2 Production bas carbone

EDF mène le programme d'investissement dans les énergies bas carbone le plus important d'Europe (1)

Le groupe EDF investit massivement dans les moyens de production d'électricité bas carbone pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en CO_2.

En 2025, le mix de production d'électricité du Groupe est composé à 79,6 % de nucléaire, 9,0 % d'hydraulique, 6,2 % d'autres énergies renouvelables, 4,5 % de gaz, 0,7 % de fioul et de moins de 0,04 % de charbon (2) (voir le chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités »).

À l'horizon 2035, les principales actions permettant au groupe EDF d'atteindre ses objectifs de production bas carbone sont les suivantes :

Feuille de route de la hausse de la production bas carbone du Groupe

Thèmes	Actions	Section DEU
Prolongation de la durée d'exploitation des actifs nucléaires existants	Poursuite de l'exploitation du parc nucléaire France au-delà de 40 ans grâce aux programmes Grand Carénage et durée de fonctionnement.	1.4.1.1.2.3
Nouveau Nucléaire	• France : développement d'un programme de six réacteurs EPR2 et étude de l'opportunité de huit réacteurs supplémentaires. • Royaume-Uni : construction de deux réacteurs EPR à Hinkley Point C et développement d'un projet pour deux réacteurs à Sizewell C (en participation minoritaire).	1.4.1.1.3
Développement des énergies renouvelables	Développement de la capacité installée brute énergies renouvelables mise en service par le Groupe.	1.4.1.3
Développement des réseaux	Développement des réseaux pour répondre aux besoins de raccordement et augmenter la résilience et l'intelligence des réseaux.	3.2.2.1/3.3.5.1
Accroître les solutions de flexibilité	Développement de stockage, « verdissement » des moyens de production thermique à flamme et développement de la flexibilité client pour assurer l'équilibre offre-demande.	3.2.2.1.2.1.1

L'application de la feuille de route du groupe EDF pour augmenter la production d'électricité bas carbone à l'horizon 2035 passe par la maximisation de la disponibilité du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, la construction de nouveaux réacteurs et le développement d'une capacité bas carbone additionnelle (jusqu'à 6 GW bruts d'énergies renouvelables mis en service par an, voir la section 3.2.2.1.3.5 « Développement de la production bas carbone »).

Grand carénage

Le programme du « Grand Carénage » est destiné à assurer les opérations de rénovation de gros matériels, à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs et, si les conditions sont réunies, à poursuivre leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Il intègre les améliorations complémentaires de sûreté déterminées à la suite de l'accident de Fukushima (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » - « Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage » »).

Projets Nouveau Nucléaire

Pour plus de détails sur les projets Nouveau Nucléaire, voir la section 1.4.1.1.3 « Projets « Nouveau Nucléaire » ».

Le développement de la production d'énergies renouvelables

Le groupe EDF est aujourd'hui un acteur européen majeur des énergies renouvelables (3) et notamment le premier producteur hydroélectrique de l'Union européenne. La production hydraulique est la plus importante des énergies renouvelables du Groupe. Le Groupe est également *leader* dans le développement de filières industrielles compétitives, principalement dans l'éolien et le solaire. Au total, les énergies renouvelables représentent un tiers de la capacité totale du Groupe, avec 41,4 GW de capacité de production électrique renouvelable nette installée, dont 3 GW bruts mis en service en 2025. En 2025, la production renouvelable mondiale du Groupe est de 78,2 TWh d'électricité, via l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire photovoltaïque et d'autres énergies renouvelables, et de 10,5 TWh de chaleur renouvelable.

(1) 10e baromètre financier des énergéticiens européens « Watt's Next Conseil », juin 2024 : wattsnext.fr/wp-content/uploads/2024/07/Watts-Next-Barometre-financier-2024.pdf
(2) En données consolidées.
(3) Changement climatique et Électricité, Facteur carbone européen, Comparaison des émissions de CO_2 des principaux électriciens européens, PwC, novembre 2025. L'enquête PwC 2025, basée sur les données 2024, réalise un benchmark sur les 27 premiers producteurs d'électricité européens.

Dans le cadre de sa stratégie, le Groupe s'est fixé l'objectif de poursuivre le déploiement de capacités renouvelables (jusqu'à 6 GW bruts mis en service par an en moyenne à horizon 2035) et des moyens de flexibilité permettant d'assurer la stabilité des réseaux alimentés par ces énergies intermittentes (voir la section 1.4.1.3 « Production à partir des énergies renouvelables et stockage »).

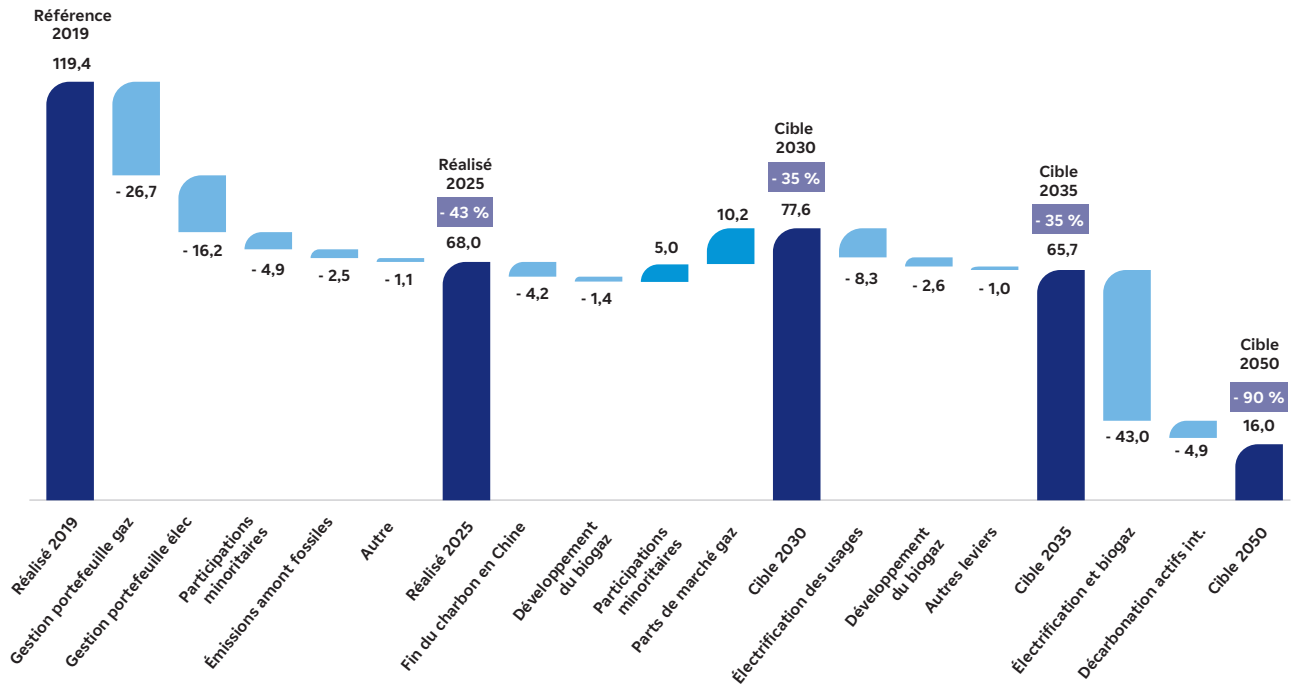
3.2.2.1.2.2 Chaîne de valeur : réduire les émissions indirectes amont/aval du Groupe

3.2.2.1.2.2.1 Réduction des émissions indirectes

EDF agit pour réduire ses émissions indirectes en amont et en aval de sa chaîne de valeur.

Trajectoire net zéro Scope 3 entre 2019 et 2050

($MtCO_2e$)



Actions de réduction des émissions indirectes sur la chaîne de valeur

Gestion portefeuille gaz	Gestion des portefeuilles de clients gaz du groupe EDF, notamment en Amérique du Nord.
Gestion portefeuille électricité	Verdissement (recours à des *Power Purchase Agreements* en énergie renouvelable) des achats d'électricité destinée à être revendue à des clients finaux, notamment dans les pays où l'électricité présente une forte intensité carbone ; gestion des portefeuilles de clients pour lesquels le groupe EDF vend mais ne produit pas d'électricité.
Émissions amont	Baisse des émissions amont proportionnelle à la réduction de la production thermique du groupe EDF et à la réduction des ventes de gaz.
Autre	Autres facteurs d'influence des émissions indirectes du Groupe, dont les achats, les déplacements des collaborateurs et la gestion des déchets.
Fin du charbon en Chine	Désinvestissement progressif d'ici 2030 dans les actifs de production électrique à partir de charbon situés en Chine dans lesquels le groupe EDF a une participation minoritaire.
Participations minoritaires	Participations minoritaires d'EDF dans de nouveaux actifs gaz à l'international, contribuant à la décarbonation des pays concernés (critères gazier responsable du groupe EDF).
Parts de marché gaz	Croissance organique conjoncturelle des ventes de gaz EDF en Europe à court et moyen termes.
Électrification des usages	Accompagnement des clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via les offres, l'expertise et les filiales du Groupe en promouvant notamment des solutions alternatives aux combustibles fossiles.
Développement du biogaz	Augmentation du taux d'injection de biométhane dans le réseau de distribution du gaz naturel en cohérence avec les stratégies nationales bas carbone.
Autres leviers	Réduction des émissions associées aux déplacements des collaborateurs, dans le cadre de la mise en œuvre de la politique voyages du Groupe.

3.2.2.1.2.2.2 Aval : accompagner les clients du Groupe vers l'électrification et la décarbonation

Réduction des émissions associées aux ventes de gaz

Dans le cadre de ses activités de fourniture de gaz, le groupe EDF accompagne ses clients vers la sobriété, l'efficacité énergétique et la réduction de leurs émissions via ses offres, son expertise et ses filiales de spécialité. Il développe et promeut les solutions alternatives aux combustibles fossiles : électricité bas carbone, pompes à chaleur, gaz renouvelable, chaleur renouvelable, etc.

La politique de gazier responsable d'EDF, renforcée en 2024, se décline en quatre axes et en actions clés afférentes :

- **Guider les clients gaz du Groupe vers la décarbonation et l'efficacité énergétique :**
  - proposer autant que possible un service sur mesure à ses clients entreprises et collectivités gaz,
  - mettre à disposition des clients gaz, particuliers et SME, des plateformes performantes,
  - accompagner les clients entreprises et particuliers vers l'efficacité énergétique en ligne avec les dispositifs réglementaires nationaux.
- **Accélérer le passage du gaz fossile à l'électricité :**
  - contribuer aux initiatives nationales visant à électrifier massivement les économies des pays où le Groupe est présent en remplacement des énergies fossiles,
  - développer la chaleur électrique industrielle et résidentielle en remplacement du fossile, incluant principalement les pompes à chaleur, et accroître le nombre d'installations,
  - proposer l'installation de panneaux photovoltaïques aux clients gaz entreprises et collectivités, afin de contribuer à leur décarbonation.
- **Contribuer à la décarbonation des sources d'énergie :**
  - continuer à augmenter la disponibilité d'électricité bas carbone dans les pays où le Groupe est présent, afin de rendre le gaz fossile moins attractif,
  - poursuivre la décarbonation de réseaux de chaleur en particulier en France et en Italie,
  - investir dans la production de gaz vert en Italie.
- **Plaider pour des changements réglementaires afin de soutenir la décarbonation** (voir la section 3.4.6.2 « Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation ») :
  - œuvrer en faveur de la réduction de l'écart de taxation entre le gaz et l'électricité dans les pays où cet écart est anormalement élevé,
  - promouvoir une évolution des régulations et incitations qui contribuent au remplacement des énergies fossiles par l'électricité, aux niveaux européen et national.

Des plans d'actions plus détaillés avec des indicateurs dans les pays clés pour le Groupe (G4 : France, Royaume-Uni, Italie et Belgique) sont mis en œuvre et régulièrement révisés, afin de démontrer l'engagement effectif du groupe EDF comme gazier responsable.

Développement des usages sobres de l'électricité

Développer des services énergétiques sobres, efficaces et innovants

Accélérer le développement des usages électriques, tout en accompagnant les clients dans la sobriété et l'efficacité énergétique, est un axe prioritaire du groupe EDF pour atteindre la neutralité carbone. En effet, l'électricité est un vecteur essentiel de la décarbonation. La part de l'électricité dans le mix énergétique doit quasiment doubler en Europe et dans le monde d'ici 2050 dans la quasi-totalité des scénarios Net Zero [1].

Accompagner les clients dans l'électrification et la réduction de leur empreinte carbone est le premier pilier du projet d'entreprise du groupe EDF « Ambitions 2035 ». Le groupe EDF va développer une large palette d'offres d'électrification adaptées aux différents marchés [2] avec des objectifs ambitieux à 2035 :

- 8 à 9 millions de clients avec une offre de décarbonation, au périmètre G4 (France, Royaume-Uni, Belgique, Italie) ;
- 45 $MtCO_2$ d'émissions évitées par an, au périmètre G4 ;
- 1,5 contrat par client particulier, au périmètre G4.

Des solutions de décarbonation pour le transport

Le secteur du transport présente un grand potentiel d'électrification, via une massification du véhicule électrique léger et lourd.

Le groupe EDF affirme notamment son ambition de développement de l'installation, exploitation et pilotage des infrastructures de recharge privée et publique. Fin 2025, le groupe EDF avait déployé plus de 400 000 points de charge, dont environ 300 000 au Royaume-Uni, et plus de 80 000 en France et plus de 35 000 points de *smart charging* (ou charge intelligente).

- **Développement des infrastructures de recharge**

Le groupe EDF propose une gamme d'offres complète pour l'ensemble des usages : particuliers en habitat individuel ou collectif, entreprises, collectivités et charge publique (en voirie ou à destination).

Izivia, filiale du groupe EDF, est le 3e exploitant sur la charge publique en voirie pour les collectivités et le 2e exploitant sur la charge publique « à destination » (centres commerciaux, supermarchés...). Izivia équipe les entreprises et les collectivités souhaitant être équipées de bornes supervisées, pour leur propre besoin ou pour permettre une charge publique sur leurs terrains. Izivia propose plusieurs modèles de financement à ses clients, dont le tiers financement.

Le groupe EDF et Morrison & Co, un fonds d'investissement spécialiste des investissements dans les infrastructures, ont signé un partenariat stratégique et ont créé une plateforme de financement conjointe pour investir dans le développement de la recharge ultra-rapide pour véhicules électriques en France. Cette plateforme a pour ambition d'investir jusqu'à 450 millions d'euros dans le développement et le déploiement de près de 8 000 points de charge ultra-rapide d'ici 2030.

- **Services de pilotage de la recharge**

EDF a développé, via sa marque Sowee by EDF, avec l'appui de sa filiale Dreev, une offre commerciale de fourniture d'électricité avec pilotage de la recharge pour particulier à destination des clients d'un groupe automobile. Cette offre permet d'optimiser le coût de la recharge et de réduire les émissions de CO_2 liées à la consommation d'électricité.

Sur le marché résidentiel, IZI by EDF propose des solutions de recharge chez les particuliers en habitat individuel ou collectif et chez les TPE/Pro. IZI by EDF accompagne aussi les entreprises qui souhaitent équiper le domicile de leurs collaborateurs qui roulent à l'électrique (véhicule de service ou de fonction) avec une offre en partenariat avec Izivia : installation de la borne par IZI by EDF, suivi des consommations et, dans des conditions à définir, remboursement des frais d'électricité des salariés par Izivia.

- **Mobilité lourde**

Izivia accompagne Elis dans le déploiement de bornes de recharge pour sa flotte de poids lourds électriques : 400 bornes seront installées pour équiper près de 90 % des sites Elis.

Pour accompagner les transporteurs dans l'électrification de leur flotte de poids lourds, EDF a signé plusieurs conventions avec des constructeurs de camions électriques, pour permettre aux entreprises qui électrifient leur flotte de financer une partie de l'investissement à l'aide de certificats d'économie d'énergie (CEE).

(1) Scénario EDF Net Zero, IEA NZE 2050 parmi d'autres.
(2) Pour la France, voir aussi la section 1.4.2 « Activités de commercialisation en France ».

- **Les partenariats**

Depuis 2018, de nombreux partenariats ont été développés afin de proposer des solutions de mobilité électrique adaptées, mobilisant l'ensemble des acteurs de l'écosystème (constructeurs, équipementiers, *leasers*, loueurs, fabricants de bornes).

BNP Paribas Mobility a lancé une offre intégrée de leasing de voiture électrique et de borne de recharge au domicile des collaborateurs de ses clients avec l'appui d'IZI by EDF et d'Izivia : cette offre tout-en-un comprend l'installation, l'entretien, la désinstallation et le recyclage de la borne. Le remboursement des frais professionnels correspondant aux consommations d'électricité au domicile du collaborateur peut également être mis en place dans des conditions à définir.

Des solutions de décarbonation pour l'industrie

Le secteur de l'industrie présente un fort potentiel d'électrification, via l'électrification des processus et les nouvelles implantations industrielles. EDF contribue au quotidien à l'électrification, en portant auprès de ses clients les avantages des usages électriques, en détectant les gisements d'électrification, et en proposant des prestations d'accompagnement de bout en bout, pouvant faire intervenir les filiales du Groupe et la R&D d'EDF.

- **Conseil en décarbonation**

Le groupe EDF a lancé une offre de conseil en décarbonation qui se décline en Décarb'On, et Décarb'On Expert (conseil de deuxième niveau avec expertise renforcée). Le groupe EDF propose ainsi à ses clients de les accompagner dans le bilan et l'analyse de leurs émissions carbone (Scopes 1, 2 et 3), dans la définition des objectifs et de la stratégie de réduction de ces émissions et enfin dans la mise en œuvre d'une feuille de route opérationnelle des actions à réaliser.

- **Chaleur bas carbone**

Dalkia est un acteur de référence sur la chaleur bas carbone. Dans le cadre du plan de relance, Dalkia est lauréat de nombreux projets de chaudières bois énergie en substitution de combustibles fossiles pour les besoins de l'industrie. Dalkia a également déposé plus de 10 projets auprès du guichet AMI de l'ADEME pour décarboner via des pompes à chaleur (PAC) essentiellement.

- **Électrification des processus industriels**

Le champ prioritaire pour la décarbonation de l'industrie consiste à basculer la chaleur fossile vers des solutions électriques matures. Le groupe EDF, via en particulier sa filiale Dalkia, déploie ou développe auprès de ses clients des offres de pompes à chaleur industrielles haute température et très haute température et de compression mécanique de vapeur.

Pour les technologies nécessitant de faire la preuve à l'échelle industrielle de leur performance, le groupe EDF a créé en septembre 2025 un fonds doté à hauteur de 4 M€ pour dérisquer des opérations de démonstrations. Une douzaine de projets sont en cours d'instruction, les premières réalisations étant attendues dès 2026. Cela concerne par exemple des fours de fusion, de traitement thermique, des générateurs d'air chaud ou encore des oxydateurs thermiques électriques.

Des solutions de décarbonation pour le bâtiment

En France, EDF accompagne de longue date les constructeurs, les promoteurs et les bailleurs sociaux dans la mise en œuvre de solutions énergétiques performantes et bas carbone.

EDF contribue activement, avec l'expertise de ses équipes R&D, aux travaux d'évolution de la réglementation relative à la construction neuve et aux politiques de rénovation (Diagnostic de performance énergétique, fiches Certificats d'économie d'énergie, dispositif MaPrimeRénov'...) dont le but est de substituer progressivement l'ensemble des chaudières fossiles (gaz et fioul) par des systèmes de production de chaleur décarbonés, de baisser les consommations d'énergie, d'améliorer le confort d'usage des logements et de réduire les factures d'énergie des ménages et en particulier des ménages précaires.

EDF œuvre pour accélérer le déploiement des pompes à chaleur (PAC) air/air qui sont un levier majeur d'amélioration du confort d'été dans les logements et d'adaptation au changement climatique.

- **Décarbonation de l'habitat**

Les offres de décarbonation pour l'habitat individuel et collectif (isolation, PAC, chauffe-eau thermodynamiques ou solaires, bornes de recharge, solutions d'autoconsommation ou de maîtrise des consommations) sont portées par EDF et ses filiales ou des entités du groupe EDF [1]. EDF contribue au financement de ces actions notamment via le dispositif des Certificats d'économie d'énergie.

Ces offres portent sur trois thématiques principales :

> la décarbonation des logements collectifs, bailleurs sociaux ou copropriétés, via les offres de Dalkia et ses solutions intégrant des pompes à chaleur (PAC) pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire, de nombreuses installations de PAC sont par exemple réalisées en régions PACA ou Occitanie,

> la rénovation énergétique : IZI by EDF développe une gamme complète d'offres de rénovation énergétique : PAC air/eau et air/air, chauffe-eau thermodynamique, isolation (ouvrants, toiture, plancher et murs intérieurs et extérieurs), et propose dorénavant des offres globales, intégrant plusieurs lots : isolation, remplacement de chauffage, ventilation,

> l'autoconsommation : EDF solutions solaires (anciennement EDF EnR) permet au client de consommer l'énergie générée par ses propres panneaux solaires et d'avoir la possibilité d'en stocker une partie pour la consommer au moment où il en a besoin, via l'installation d'un chauffe-eau ou d'une batterie stationnaire.

- **Décarbonation du tertiaire**

Le groupe EDF offre des services sur mesure aux entreprises et aux professionnels qui souhaitent optimiser leurs flux énergétiques pour améliorer leur performance économique et réduire leur empreinte environnementale, notamment pour répondre aux exigences de la réglementation française Éco Énergie Tertiaire (ou décret tertiaire).

Des solutions de décarbonation pour les collectivités

Le groupe EDF est largement engagé dans la transition énergétique des villes et des territoires, à travers plusieurs solutions :

- des réseaux de chaleur et de froid avec Dalkia, et des solutions diversifiées de géothermie, de thalassothermie, de bois-énergie ou de récupérations de chaleur ;
- des solutions de performance énergétique et environnementale de l'éclairage public ;
- des solutions d'autoconsommation collective ;
- des solutions hydrogène (voir la section 1.4.6.3 « L'activité Hydrogène d'EDF »).

Des outils au service des consommateurs finaux et des collectivités

À fin 2025, le gestionnaire de réseau Enedis [2] a installé près de 38,5 millions de compteurs communicants Linky, permettant au consommateur d'identifier plus facilement les postes importants de sa consommation aux différents moments de la journée et ainsi agir, en adaptant volontairement sa consommation, en faveur de l'environnement et de son pouvoir d'achat.

Les données collectées grâce aux compteurs Linky, anonymisées, sont aussi mises à disposition des autorités concédantes et des collectivités locales via le Portail Collectivités d'Enedis. À fin 2025, ce portail a été déployé dans 78 % des communes.

Sortie du charbon en Chine

Le groupe EDF s'est engagé à se désinvestir progressivement d'ici 2030 des actifs de production électrique à partir de charbon situés en Chine dans lesquels il a une participation minoritaire. Fin septembre 2024, EDF a signé un accord de cession de sa participation de 19,6 % dans la centrale à charbon de Shandong Zhonghua Power à l'actionnaire majoritaire China Energy Investment Group (CEI). La réalisation de la cession a eu lieu en mai 2025.

(1) Voir aussi l'offre « Mon chauffage durable » en section 3.3.5.2 « Lutte contre la précarité énergétique ».
(2) Gestionnaire du réseau public de distribution géré dans le respect des règles d'indépendance de gestion.

3.2.2.1.2.2.3 Amont : décarboner la chaîne de valeur du Groupe

Réduction des émissions amont liées aux achats

En 2025, le Groupe a poursuivi la mise en place d'une démarche visant la réduction des émissions de sa chaîne d'approvisionnement. La décarbonation des achats est un objectif prioritaire de toutes les entités responsables des achats du Groupe (voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables »), et représente un moteur pour le déploiement de bonnes pratiques et l'innovation concernant les achats responsables. La réduction des émissions amont est pilotée par une cartographie des risques (par fournisseur ou par catégorie d'achat – avec la définition de secteurs prioritaires sur les enjeux de décarbonation), par le déploiement de leviers dans l'acte d'achats, et par la collaboration et le suivi des engagements fournisseurs.

Parmi les pratiques communes de la filière achat à l'échelle du Groupe, on peut citer :

- le déploiement de la bibliothèque de critères RSE dans les achats, dont environ 180 leviers proposés sur 300 concernent la décarbonation des activités de nos fournisseurs ;
- le renouvellement des ateliers d'intelligence collective du « club fournisseurs » pour neuf catégories d'achats (matériel IT, logiciels IT, béton, acier, vêtements de travail, déchets, produits chimiques, chauffage ventilation climatisation, restauration), dans lesquels la décarbonation des biens et services est un sujet central dans la définition des leviers achats définis avec les fournisseurs.

Réduction des émissions amont liées au combustible nucléaire

En s'appuyant sur l'analyse du cycle de vie (ACV) du kWh d'électricité nucléaire EDF en France menée par la R&D d'EDF et publiée en 2022, EDF a lancé la démarche « On Deck » visant à réduire l'empreinte carbone des activités du cycle du combustible nucléaire, qui représente 2 % du Scope 3 du Groupe en 2025. Cette approche menée en partenariat avec les fournisseurs a notamment abouti pour la première fois sur le marché mondial de l'uranium, à l'introduction d'une clause d'engagement de réduction d'émissions de GES, dans le dernier contrat signé avec l'un des principaux fournisseurs d'uranium.

La démarche « On Deck » a depuis été généralisée en l'appliquant également à la préservation de la biodiversité, à l'adaptation au changement climatique, ainsi qu'à l'utilisation des ressources en eau. Elle a également permis de nourrir la mise à jour de l'ACV du kWh nucléaire réalisée en 2025.

3.2.2.1.2.3 Actions en dehors de la chaîne de valeur

3.2.2.1.2.3.1 Contribution carbone

Financement de projets en dehors de la chaîne de valeur

Un Fonds de compensation carbone EDF (FCC EDF) a été mis en place pour répondre à l'obligation de compensation des émissions de gaz à effet de serre découlant du rehaussement temporaire, décidé par les pouvoirs publics en France, du plafond des émissions des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Le FCC EDF a mis en place un conseil scientifique indépendant pour l'accompagner dans l'évaluation de la qualité des projets retenus, notamment en termes de réalité et de pérennité du stockage du carbone, qui complète l'accompagnement R&D.

En 2025, le FCC EDF n'a pas été alimenté car les émissions des installations concernées sont restées en dessous des seuils d'émissions déclenchant l'obligation de compensation. Le conseil scientifique a été dissous en 2024 à la suite de cet arrêt d'activité.

À titre d'illustration, les fonds du FCC EDF, abondés par des investissements de contribution volontaire, ont permis la signature d'une Convention tripartite entre EDF, le Domaine national de Chambord et la Belle Forêt pour le financement d'un projet de gestion sylvicole durable de la forêt de Chambord pour une durée de cinq ans, avec génération de crédits carbone. Ces crédits valorisent le maintien d'un stock de carbone, avec des cobénéfices associés en termes d'adaptation au changement climatique de la forêt et de protection de sa biodiversité. La méthodologie de la Belle Forêt a été validée par le Label Bas Carbone en 2025, sous le nom de Méthode Gestion Forestière à Stock Continu. Un tel projet est aussi générateur d'importants cobénéfices en matière de biodiversité (voir la section 3.2.5.2.3 « Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels »).

EDF investit également dans des projets en dehors de sa chaîne de valeur dans le cadre d'actions de contribution carbone volontaire, via notamment sa filiale Oklima [1], qui développe des projets de séquestration biologique à haute valeur environnementale, principalement en France.

En 2025, le groupe EDF a contribué à hauteur de 1 143 tonnes de CO_2 évitées ou séquestrées.

Recherche et développement sur les solutions d'atténuation technologiques et naturelles

La R&D évalue la maturité technique et économique des solutions de réduction des émissions de CO_2 sur les sources industrielles d'EDF et de ses clients et explore les solutions naturelles et technologiques permettant la séquestration de carbone. En 2024, un laboratoire dédié au captage du CO_2 a été mis en service. Il permet de tester à petite échelle ses procédés de captage adaptés aux émissions à faible concentration en CO_2, qui sont les plus difficiles à capter.

L'afforestation, le reboisement, la gestion adaptée des prairies et des zones humides apparaissent aujourd'hui parmi les pistes les plus prometteuses pour augmenter la séquestration du carbone dans les sols et dans les forêts, et ainsi générer des émissions négatives. Afin d'accompagner EDF dans sa volonté de réaliser des projets de haute intégrité, la R&D travaille à évaluer la réalité et la pérennité des actions de stockage de carbone par des solutions naturelles et à définir les modalités pour maximiser les bénéfices de telles actions sur la biodiversité et le cycle de l'eau. Ce projet contribue plus généralement au développement des solutions naturelles d'adaptation au changement climatique.

3.2.2.1.2.4 Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique

Des investissements bas carbone

En 2025, près de **94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone** soit un montant de 24 Mds€ répartis à 59 % dans le secteur nucléaire, 25 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 4 % dans les services énergétiques. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, les investissements du Groupe alignés en 2025 avec la taxonomie verte européenne (voir la section 3.2.7 « Taxonomie verte ») sont de 63 % (59 % en 2024) soit un montant de 15,8 Mds€, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 24 % dans les activités de réseaux, 13 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, stockage...). Il est à préciser que la taxonomie ne prend pas en compte dans ses critères d'éligibilité la partie commercialisation d'électricité, activité non éligible selon la taxonomie verte européenne mais considérée comme bas carbone par le Groupe. La taxonomie ne prend pas non plus en compte les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni...) ni les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception et de construction de chaudières nucléaires ou de turbines de Framatome et d'Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe tels que définis par la taxonomie verte pour l'ensemble des activités du Groupe, sans ces restrictions, s'élèverait à 92 %.

(1) Filiale issue du programme intrapreneuriat EDF Pulse Incubation.

Les ressources investies par le Groupe au titre de l'atténuation du changement climatique s'élèvent selon les estimations réalisées par le Groupe à 23 Mds€ et représentent 89 % des investissements du Groupe et la majeure partie des investissements du Groupe dans les activités bas carbone. Ces investissements s'intègrent dans le **plan de transition** du Groupe au titre de :

- la production bas carbone :
  - le Groupe a investi 21 Mds€ pour contribuer à construire un avenir énergétique neutre en carbone à travers un mix de technologies bas carbone répartis à 35 % dans des investissements destinés à construire de nouveaux réacteurs nucléaires, 26 % dans les investissements de maintien et de maximisation de la production du parc nucléaire existant, 4 % dans les activités connexes qui supportent à la fois le nouveau nucléaire ainsi que le maintien du parc existant, 24 % dans les activités de réseaux et 12 % dans le développement des énergies renouvelables et les activités de stockage ;
- la réduction des émissions directes notamment via :
  - des investissements réalisés dans la décarbonation du thermique fossile du Groupe (par exemple, la construction de nouveaux moyens de production fonctionnant aux bioliquides et la conversion de centrales existantes aux bioliquides des territoires insulaires, estimés à 465 M€ en 2025). À ce titre, le Groupe n'a procédé à aucun investissement pour les activités liées au charbon conformément aux engagements du Groupe (voir la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »,
  - des investissements au titre du verdissement des réseaux de chaleur et de la production de chaud et de froid représentant 267 M€ ;
- le développement des usages sobres :
  - Le Groupe a investi 161 M€, notamment dans le développement de solutions de décarbonation pour l'habitat, le transport ou les collectivités.

Dépenses et effort de recherche en faveur de l'atténuation du changement climatique

En 2025, 14 Mds€ des dépenses d'OPEX du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone, réparties à 47 % dans le secteur nucléaire, 32 % dans les activités de réseaux, 16 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 5 % dans les services énergétiques. 97 % de ces dépenses sont consacrées à l'atténuation du changement climatique, soit 13,5 Mds€. Les natures de ces dépenses correspondent aux « achats de combustible et d'énergie », aux « autres consommations externes » et aux « charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée). Elles ne prennent pas en compte les subventions d'exploitation qui sont attribuées pour compenser ces charges d'exploitation.

En 2025, pour préparer l'avenir, le Groupe a dépensé 806 M€ en recherche et développement dont l'intégralité a été consacrée à des projets liés aux énergies bas carbone et 82 % à l'objectif d'atténuation du changement climatique. Ces dépenses se composent de la R&D d'EDF pour 70 % ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales, principalement Framatome, Arabelle Solutions, EDF Energy et Edison. Elles portent notamment sur les activités nucléaires pour 59 %, les activités de réseaux pour 4 %, les énergies renouvelables pour 5 %, mais également pour 32 % sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, les impacts locaux du changement climatique. Ces efforts s'inscrivent dans l'engagement *Net Zero* du Groupe d'ici 2050.

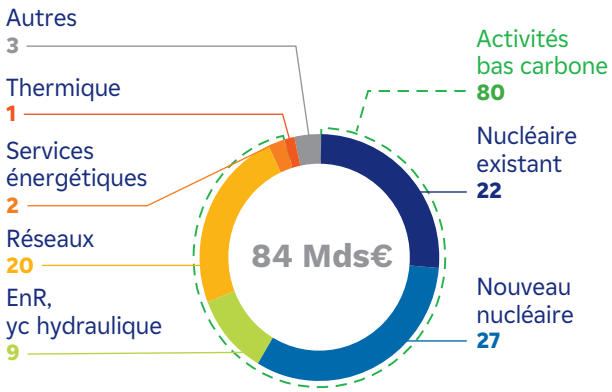
Plan d'investissement et de dépenses

Pour les années 2026 à 2028, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels nets [1] et anticipe d'atteindre une moyenne de 28 Mds€ par an dont au moins 96 % alloués à des activités bas carbone [2].

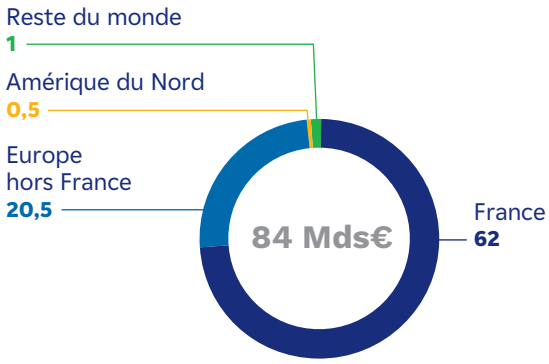
Ainsi, sur cette période, le Groupe ambitionne d'investir 84 Mds€ répartis notamment à 58 % dans le secteur nucléaire dont 32 % au titre du nouveau nucléaire, 24 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique), 3 % dans les services énergétiques et, de façon très marginale, 1 % dans le thermique (dont le gaz).

Géographiquement, les investissements seront répartis entre la France à hauteur de 74 %, le reste de l'Europe pour 24 % et le reste du monde pour 2 %.

Investissements nets 2026-2028 par activité



Investissements nets 2026-2028 par zone géographique



Les plans d'investissements engagés sur le Nouveau Nucléaire français et le maintien des investissements alloués au parc nucléaire existant et aux activités renouvelables (dont les activités hydroélectriques) contribuent à l'augmentation de l'alignement à la taxonomie verte des activités du Groupe. Au contraire, les investissements réalisés dans les activités nucléaires au Royaume-Uni et les activités connexes viendront réduire l'alignement à la taxonomie verte en raison de leur non-éligibilité selon le règlement 2020/852 (dit « règlement Taxonomie ») de la Commission européenne.

En 2025, 2 % des investissements non alignés à la taxonomie sont imputés aux activités gazières du Groupe. Afin d'aligner ces activités avec ses engagements climatiques, le chantier thermique décarboné du Groupe identifie des solutions de décarbonation profonde comme l'utilisation de combustibles « décarbonés » ou le captage de CO_2 pour stockage (CCS) et/ou l'utilisation d'une partie du CO_2 émis (CCU) (voir les différents leviers de décarbonation de la production d'électricité dans la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse »).

(1) Le plan d'investissement utilisé afin de décrire les investissements actuels du Groupe n'est pas basé sur les investissements bruts ($CAPEX_T$) tels que définis par le règlement Taxonomie et la réglementation CSRD. Le plan d'investissement présenté par le Groupe est basé sur les investissements nets. La réconciliation entre les investissements nets et les $CAPEX_T$ est réalisée dans la note 3.2.7.4.2 « $CAPEX_T$ ».

(2) Les activités bas carbone du Groupe regroupent les activités nucléaires, les activités de réseaux, les activités renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) ainsi que la majorité des activités de services d'efficacité et de performance énergétique.

L'ensemble de ces plans d'investissements permet au Groupe d'accéder à des outils de financement durable. Ces dispositifs tels que les *green bonds* sont décrits dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19.3 « Financement durable ».

Le groupe EDF ne communique pas de plan de dépenses (OPEX) à long terme. Compte tenu de la nature de ses activités, les perspectives d'OPEX ne constituent pas un outil clé d'analyse. Les engagements stratégiques du Groupe, quant à eux sont reflétés dans le plan de CAPEX du Groupe à moyen terme (ci-dessus).

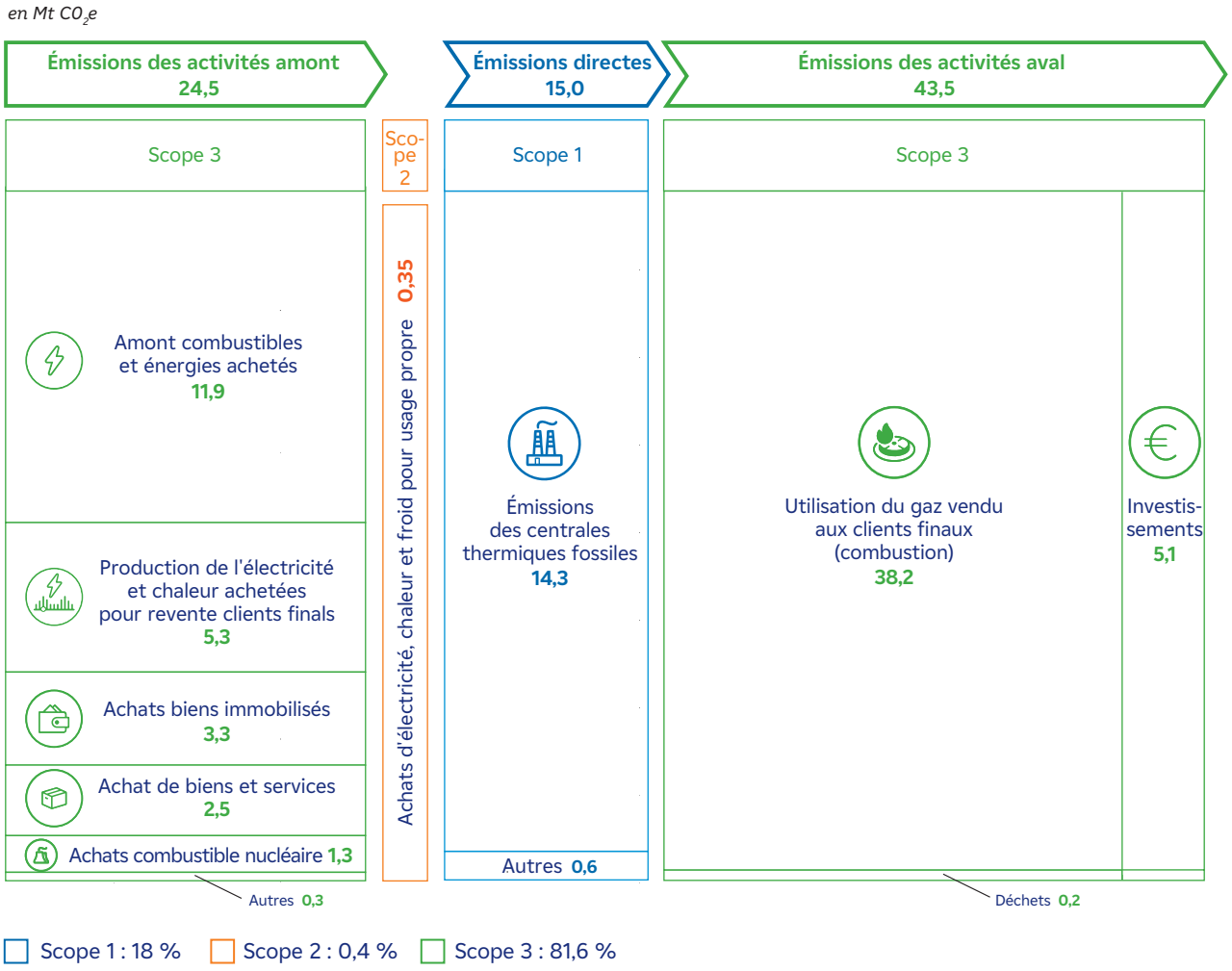
3.2.2.1.3 Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique

3.2.2.1.3.1 Bilan carbone du Groupe - émissions annuelles de GES

EDF réalise son Bilan carbone conformément aux standards méthodologiques du GHG Protocol (1), reconnus internationalement pour la comptabilité des émissions de gaz à effet de serre. Cette approche permet de quantifier la dépendance des activités du Groupe aux émissions directes et indirectes de GES, en intégrant les Scopes 1, 2 et 3. Elle facilite le suivi temporel des émissions estimées, tout en assurant une comparabilité entre les différents acteurs. Le Bilan carbone constitue un outil de pilotage, permettant à EDF d'orienter ses décisions en matière de performance environnementale et de trajectoire de décarbonation.

Les émissions des Scopes 1 et 3 sont calculées selon l'approche *localisation* et les émissions du Scope 2 selon les approches *localisation* et *marché* (2). Les précisions méthodologiques sur l'approche appliquée aux calculs sont présentées au paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe ».

Le graphique suivant présente le Bilan carbone du Groupe en 2025 par catégorie d'émissions.



(1) Le « *GreenHouse Gas Protocol Initiative* », couramment appelé « *GHG Protocol* » (protocole des gaz à effet de serre), est la méthode la plus reconnue internationalement pour la comptabilité carbone. Initié en 1998 par le « *World Resources Institute* » (WRI) et le « *World Business Council for Sustainable Development* » (WBCSD), il a été développé en partenariat avec des entreprises, des ONG et des gouvernements : ghgprotocol.org.

(2) Ces deux approches sont définies dans le paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe », dans le point dédié au Scope 2.

La présentation détaillée des émissions par Scope et des variations annuelles est la suivante :

			Variations
Bilan carbone du Groupe	**2024**	**2025**	**2025 *vs* 2024**
Émissions Scope 1			
Émissions brutes de GES du Scope 1 (Mt CO_2 équivalent)	**16,8**	**15,0**	**- 11 %**
Dont émissions de GES de Scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés ($MtCO_2e$)	11,1	11,8	+ 6 %
Dont émissions de GES de Scope 1 résultant des systèmes d'échange de quotas d'émission réglementés (%)	66 %	79 %	
Émissions biogéniques de CO_2 de la combustion de biomasse non incluses dans les émissions du Scope 1 ($MtCO_2b$)	3,7	4,0	+ 9 %
Émissions Scope 2			
Émissions brutes de GES de Scope 2 – approche pays ($MtCO_2e$)	0,66	0,35	- 46 %
Émissions brutes de GES de Scope 2 – approche fournisseurs ($MtCO_2e$)	0,65	0,33	- 50 %
Émissions Scope 3			
Émissions brutes de GES du Scope 3 (Mt CO_2 équivalent)	**73,3**	**68,0**	**- 7 %**
Dont achats combustible nucléaire – Scope 3.1	1,2	1,3	+ 10 %
Dont achats de biens et services – Scope 3.1 (1)	3,7	2,5	- 34 %
Dont biens d'équipement – Scope 3.2	6,0	3,3	- 44 %
Dont émissions des ventes de gaz aux clients finals – Scope 3.3 : émissions amont	7,2	7,1	- 2 %
Dont émissions des achats d'électricité pour revente aux clients finals – Scope 3.3 : combustion pour production électrique d'origine fossile	5,1	5,2	+ 2 %
Dont émissions amont des achats d'électricité pour revente aux clients finals – Scope 3.3 : émissions amont	1,3	1,7	+ 33 %
Dont amont combustibles, électricité et chaleur consommés – Scope 3.3	3,6	3,1	- 13 %
Dont émissions des ventes de gaz aux clients finals – Scope 3.11 : utilisation des produits vendus – combustion	38,0	38,2	+ 1 %
Dont investissements Scope 3.15 : Scopes 1 et 2 des actifs en participation minoritaire	6,7	5,1	- 24 %
Dont autres émissions du Scope 3	0,5	0,6	+ 18 %
Émissions calculées à l'aide de données primaires obtenues auprès de fournisseurs ou d'autres partenaires de la chaîne de valeur	1 %	1 %	
ÉMISSIONS TOTALES DE GES			
ÉMISSIONS TOTALES DE GES – APPROCHE PAYS ($MtCO_2e$)	**90,7**	**83,4**	**- 8 %**
ÉMISSIONS TOTALES DE GES – APPROCHE FOURNISSEURS ($MtCO_2e$)	**90,7**	**83,3**	**- 8 %**

En 2025, le groupe EDF enregistre une nouvelle baisse de ses émissions directes, confirmant sa trajectoire de décarbonation avec une contraction de 11 % de son Scope 1 (- 1,8 $MtCO_2e$). Cette évolution découle principalement de la baisse de la production thermique fossile, en recul de - 2,8 TWh pour l'électricité et - 1 TWh pour la chaleur. Le repli est essentiellement attribuable aux centrales à gaz, dont la production diminue de - 3,4 TWh. Le niveau total d'émissions directes ressort ainsi à 15 $MtCO_2e$. Parallèlement, l'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire renforce la composante bas carbone du mix de production, avec un gain net de + 5,9 TWh de production nucléaire et une progression de + 1,1 TWh des filières renouvelables. À noter toutefois la diminution de la production hydraulique (- 9,1 TWh), conséquence d'une hydraulicité moins favorable qu'en 2024.

Les émissions de Scope 2, qui représentent moins de 0,4 % du Bilan Carbone du Groupe, diminuent en 2025 pour s'établir à 0,4 $MtCO_2e$. Cette évolution résulte principalement des gains d'efficacité énergétique réalisés sur le parc immobilier liés à l'optimisation d'anciennes installations ainsi qu'aux effets des déménagements vers des bâtiments plus performants.

Les émissions de Scope 3 enregistrent une réduction globale de 7 %, soit - 5,2 $MtCO_2e$. Cette évolution résulte de plusieurs facteurs opérationnels et méthodologiques.

- Sortie d'actifs carbonés : le Groupe s'est désengagé de participations minoritaires dans des actifs de production à partir de combustibles fossiles situés en Chine et en Grèce, entraînant une baisse de - 1,6 $MtCO_2e$, des émissions du Scope 3.15.
- Activités de fourniture d'énergie :
  - l'augmentation des volumes d'achats d'électricité destinée à la revente aux clients finals dans plusieurs zones géographiques contribue à une hausse de + 0,5 $MtCO_2e$,
  - les ventes de gaz génèrent + 0,2 $MtCO_2e$ d'émissions additionnelles.
- Évolutions méthodologiques associées aux achats et à certains facteurs d'émissions dont l'effet net total représente une baisse de - 4,3 $MtCO_2e$, notamment :
  - émissions situées à l'amont de la chaîne de valeur (achats et immobilisations), notamment la baisse des facteurs d'émissions monétaires et des ajustements méthodologiques effectués sur les postes *Achats de biens et services* et *Biens d'équipement*, dans le cadre de l'amélioration continue des référentiels de calcul (1),
  - évolution des facteurs d'émission des combustibles (2).

(1) Sur le Scope 3.1 *« Achats de biens et services »*, l'impact des ajustements méthodologiques sur la donnée 2025 est de - 1,1 $MtCO_2e$. Les mêmes ajustements sur la donnée 2024 ont un impact de – 1,2 $MtCO_2e$, soit une valeur actualisée de 2,5 $MtCO_2e$. Ces ajustements n'ont pas d'impact significatif sur le Scope 3 et sur le Bilan Carbone du Groupe. Les détails de ces ajustements sont présentés dans le paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe ».

(2) Les détails sont présentés dans le paragraphe « Précisions sur le Bilan carbone du Groupe ».

Au total, le bilan carbone consolidé du Groupe enregistre une baisse nette de – 7,4 $MtCO_2e$ en 2025, traduisant l'effet combiné des évolutions méthodologiques, des arbitrages d'actifs et des dynamiques de progrès opérationnels.

La performance climat au service de la performance intégrée

EDF défend une performance intégrée conjuguant performance financière et performance RSE. La création de valeur de l'entreprise s'exprime par le rapprochement des indicateurs financiers et RSE.

Émissions ramenées au chiffre d'affaires du Groupe

EDF considère que cet indicateur ne reflète correctement la performance intégrée qu'à la condition de prendre en compte toutes les émissions directes et indirectes **(Scopes 1, 2 et 3)** et considère que cet indicateur peut varier du fait de la performance, mais aussi du fait de la seule dimension prix de l'énergie. Depuis 2024, ce ratio a baissé de 4 %. En 2025, il s'établit à 745 tCO_2e par million d'euros de **chiffre d'affaires consolidé hors *trading*** (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires »).

Émissions/chiffre d'affaires [1]	Unité	2023	2024	2025
Scopes 1, 2, 3 – approche pays	tCO_2e	91 644 836	90 736 178	83 367 816
Chiffre d'affaires du Groupe [1]	M€	136 049	116 782	111 830
Scopes 1, 2, 3/chiffre d'affaires du Groupe [1] (approche pays)	**tCO_2e/M€**	**674**	**777**	**745**
Scopes 1, 2, 3 – approche Fournisseurs	tCO_2e	91 816 375	90 732 965	83 344 146
Chiffre d'affaires du Groupe [1]	M€	136 049	116 782	111 830
Scopes 1, 2, 3/chiffre d'affaires du Groupe [1] (approche Fournisseurs)	**tCO_2e/M€**	**675**	**777**	**745**

(1) Chiffre d'affaires consolidé hors trading

Précisions sur le bilan carbone du Groupe

Les Scopes 1, 2 et 3 du Bilan carbone du Groupe, tels que définis par le GHG Protocol, englobent les émissions de gaz à effet de serre identifiés par le Protocole de Kyoto. Le périmètre intègre les sociétés consolidées suivantes : EDF, EDF PEI, Dalkia, Edison, Enedis, le groupe ÉS, EDF Trading, EDF Energy, Framatome, EDF Power Solutions, EDF Brasil, Luminus, EDF China et MECO [1]. Pour le Scope 3, ce périmètre est complété des investissements minoritaires et non opérés par le groupe EDF dont les émissions sont intégrées à hauteur de la quote-part de détention de la société par le Groupe. En 2025, EDF a cédé sa participation dans la société Shandong Zhonghua Power Company Ltd et Elpedison. Les émissions des autres sociétés contrôlées et exclues du périmètre du bilan carbone représentent moins de 1 % du bilan carbone du Groupe.

La période de référence est du 1er janvier jusqu'au 31 décembre de l'année N. Le bilan carbone du Groupe utilise des données physiques pour le calcul de 92 % des émissions GES. Une partie de ces données physiques, compte tenu de leur stabilité d'une année sur l'autre, sont collectées sur l'année précédente à l'exercice. Les émissions calculées avec ces données représentent moins de 2 % des émissions du bilan carbone.

Les facteurs d'émissions appliqués proviennent de la base Empreinte de l'ADEME et de l'AIB, à défaut, de l'AIE et d'Ecoinvent. En 2025, la base Empreinte a connu une mise à jour importante afin de mieux préciser les catégories d'émissions, les évolutions sur les réseaux électriques et gaz, ainsi que de mieux appréhender le contenu carbone de notre économie et l'inflation. Ces évolutions se sont traduites par des changements des facteurs d'émissions, notamment :

- mix électrique : - 11 % (consommation de combustibles fossiles) et - 9 % (émissions amont) ;
- consommation et ventes de gaz : - 3 % (combustion du gaz mix France avec 3 % d'introduction de biogaz) ;
- biens d'équipement : entre - 45 % et - 65 %, selon les biens ;
- achats services externes : + 12 % ;
- achats de matériaux et fournitures consommables : - 29 %.

Les valeurs de pouvoir de réchauffement global (PRG) utilisées correspondent à celles publiées dans le 6e rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Les principaux outils utilisés pour le calcul des émissions relèvent d'un développement interne à EDF.

Précisions sur le Scope 1

Les émissions directes des centrales thermiques (CO_2, CH_4 et N_2O) sont déterminées soit par des mesures directes, soit en se basant sur des analyses de combustibles ou des facteurs d'émissions standards. Cette approche englobe toutes les étapes du processus de production d'électricité et de chaleur. Les émissions de CO_2 tiennent également compte des émissions issues des procédés industriels, telles que la désulfuration des fumées. Les émissions de méthane (CH4) et d'oxyde nitreux (N_2O) sont converties en tonnes d'équivalent CO_2 pour leur comptabilisation.

Les émissions dues à la combustion dans les groupes de secours des centrales sont calculées sur la base des quantités de combustible achetées auprès du principal fournisseur du Groupe au cours de l'année, reflétant ainsi les consommations réelles.

Les émissions de CO_2 et CH_4 liées à la mise en eau des retenues hydrauliques, d'une superficie supérieure à 1 hectare, sont estimées selon la méthode préconisée par le GIEC (2019). Cette méthode est appliquée pour le calcul des émissions de dioxyde de carbone (CO_2) et de méthane (CH_4), mais ne permet pas d'évaluer les émissions d'oxyde nitreux (N_2O). Les émissions de retenues en zone tempérée utilisent les paramètres appliqués pour le Tier 1 du GIEC. Les émissions de retenues en zone tropicale, compte tenu de leurs émissions fugitives plus élevées, utilisent les paramètres issus des mesures *in situ* suivant l'approche Tier 3 du GIEC. Pour les retenues, dont la surface n'est pas connue compte tenu de leur ancienneté, les émissions fugitives se basent sur la production hydraulique annuelle de la centrale. Pour les calculs des émissions avec ces deux méthodes, le paramètre relatif à l'âge de la retenue de l'approche GIEC est employé (± 20 ans).

Les émissions des postes du Scope 1 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 4 % de ce Scope (0,6 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives aux combustibles utilisées pour les flottes de voitures, les bâtiments, aux émissions fugitives des retenues de barrage, et aux réfrigérants.

Précisions sur le Scope 2

Conformément aux directives du GHG Protocol, le calcul du Scope 2 peut s'effectuer soit sur la base du contenu moyen du réseau électrique (méthode dite par pays ou « location-based ») soit sur celle du contenu spécifique du fournisseur d'électricité (méthode dite par fournisseur ou « market-based »). Dans le cadre de ce rapport, les deux approches sont publiées. L'approche fournisseur se base sur les contrats spécifiques et les facteurs d'émissions des fournisseurs. Pour les sociétés où ces informations ne sont pas disponibles, la valeur du mix résiduel du pays (AIB) est appliquée, à défaut, la valeur du mix électrique publié par les organismes d'État. Ces émissions concernent la production de l'électricité utilisée dans les bâtiments tertiaires (chauffage, refroidissement, processus, éclairage, informatique, équipements divers, etc.) et les datacenters. Les émissions biogéniques dans la chaîne de valeur des fournisseurs ne sont pas publiées. Elles sont peu significatives, le Scope 2 ne représentant que 0,4 % du Bilan carbone du Groupe. Par ailleurs, les facteurs d'émissions disponibles ne présentent pas les flux gazeux permettant l'estimation de ces émissions biogéniques.

(1) Uniquement les émissions de CO_2 de janvier 2025 compte tenu de la fin de contrat.

Les émissions liées aux achats d'électricité dus aux pertes dans les réseaux de distribution d'Enedis et de Strasbourg Électricité Réseaux sont soumises à un retraitement afin de tenir compte des émissions de la production d'EDF déjà comptabilisées dans le Scope 1. En effet, une partie des achats d'électricité pour compenser les pertes réseaux proviennent de la production d'EDF (émissions déjà déclarées dans le Scope 1), soit environ 77 % d'électricité sur les réseaux français. Cette fraction est alors retranchée du total des émissions des achats d'électricité réalisés par ces deux distributeurs. Les émissions relatives à ces pertes électriques représentent 55 % du Scope 2, soit 0,2 $MtCO_2e$ en 2025.

Les émissions des postes du Scope 2 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 45 % de ce Scope (0,2 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives à la consommation pour usage propre de chaleur, de froid et d'électricité (hors les pertes électriques).

Précisions sur le Scope 3

Les émissions du Scope 3 ne sont pas calculées à l'aide de données d'entrée et des facteurs d'émissions spécifiques des activités et des fournisseurs des entités.

Les émissions liées aux achats de gaz pour revente aux clients finals sont calculées à partir de données de ventes totales de gaz des entités. Les émissions liées aux achats d'électricité pour revente aux clients finals sont calculées à partir de données de ventes totales d'électricité à ces clients, déduites de la production électrique propre des entités. Ce traitement évite un double comptage des émissions de Scope 3 et celles de la production électrique et chaleur des entités déjà déclarées en Scope 1.

Les émissions des achats de biens et services sont calculées sur la base des flux monétaires annuels, tels que les services d'assurances, réparations, frais d'études dans les domaines techniques et informatiques, publicités, publications, frais de port et de télécommunication, services bancaires, fournitures pour les besoins propres de l'exploitation, petits matériels, fournitures administratives et petits articles de consommation courante. Les valeurs annuelles ont été traités en 2025 afin d'éliminer les valeurs immobilisables en double comptage avec leurs amortissements futurs.

Les émissions des achats de biens d'équipement sont calculées sur la base des flux monétaires amortis. En effet, les émissions liées aux achats de biens d'équipement peuvent varier considérablement pour un industriel, en raison de la nature irrégulière des grands investissements au fil des années. Pour EDF, les investissements dans les moyens de production peuvent survenir à des intervalles de temps long, en fonction de la durée de vie de ces investissements. Les émissions associées à ces investissements sont alors réparties sur leur durée de vie comptable. Cela permet de lisser les émissions indirectes sur la durée de vie des équipements, tout en conservant l'information sur le stock de carbone dans l'atmosphère. Ce faisant, la méthodologie employée est en ligne avec le GHG Protocol et suit les préconisations de la norme EN ISO 14064-1 (2018) et de l'ADEME (approche par amortissement). Les flux amortis sont comptablement partagés entre incorporels et corporels, tels que les immobilisations des frais de logiciels, de béton, d'équipements métalliques, constructions, etc. Les émissions liées au cycle du combustible nucléaire se basent sur les rechargements annuels de ce combustible. Pour les différentes phases du cycle du combustible (extraction, conversion, enrichissement, fabrication, traitement des combustibles usés, et gestion des déchets), le facteur d'émission appliqué pour la France est celui recommandé par l'ADEME, et pour le Royaume-Uni celui d'Ecoinvent. Cette méthode permet d'intégrer les émissions associées aux étapes du cycle de vie du combustible nucléaire.

Le poste d'émissions « Investissements » tient compte des actifs minoritaires dont EDF n'a pas le contrôle opérationnel. Leurs émissions sont comptabilisées au prorata de la détention par EDF. Les investissements pris en compte sont des retenues de barrages hydrauliques et des centrales de production thermique fossile. Les émissions de CO_2 du Scope 1 de ces centrales étant importantes, celles du Scope 2 deviennent relativement négligeables et à ce titre ne sont pas intégrées.

Les émissions des postes du Scope 3 calculées sur la base des données physiques de l'année N-1 représentent 0,7 % de ce Scope (0,5 $MtCO_2e$). Il s'agit des émissions relatives aux déplacements des salariés, à l'amont des combustibles utilisés (pour la flotte de véhicules, les bâtiments, l'usage propre de chaleur, froid et électricité, hors pertes électriques), et aux achats de chaleur pour revente aux clients finals.

Le bilan carbone du Groupe intègre les postes d'émissions du *GHG Protocol* permettant de décrire les activités d'EDF. Les postes ci-dessous sont soit déjà pris en compte par un facteur d'émission approprié, soit ne sont pas applicables aux activités d'EDF :

- actifs loués en amont : les émissions amont des actifs loués sont déjà prises en compte dans les Scopes 1, 2 et 3 selon la méthode de consolidation appliquée (les actifs loués sont considérés comme propriété du Groupe) ;
- aval transport et distribution : les émissions sont majoritairement comptabilisées par la prise en compte des entités de transport et distribution de l'électricité dans le bilan carbone du Groupe et par les facteurs d'émissions des postes associés à cette activité ;
- transformation des produits vendus : les produits vendus par EDF sont essentiellement des énergies (électricité, gaz et chaleur) utilisées par les clients ainsi que des équipements de centrales nucléaires (pour Framatome et Arabelle Solutions). Ils ne font pas l'objet de transformation ;
- traitement en fin de vie des produits vendus : il n'existe pas de traitement en fin de vie des produits vendus par EDF (essentiellement électricité et gaz). Néanmoins, les nouveaux développements commerciaux des entités dans le périmètre du Groupe pourraient induire une augmentation de ce poste et son intégration sera alors reconsidérée ;
- aval des actifs loués : les actifs loués sont considérés comme propriété du Groupe et leurs émissions sont ainsi déjà incluses dans les Scopes 1, 2 et 3 ;
- franchises : EDF ne détient pas de franchise ;
- amont (autres) : pas de catégorie « autre » supplémentaire dans les activités d'EDF ;
- aval (autres) : pas de catégorie « autre » supplémentaire dans les activités d'EDF.

3.2.2.1.3.2 Une trajectoire carbone compatible 1,5 °C

Le groupe EDF s'engage dans la lutte contre le dérèglement climatique. Il s'est fixé une ambition de décarbonation compatible avec l'Accord de Paris pour le climat, dont l'objectif est de limiter le réchauffement climatique à un niveau bien inférieur à 2 °C, de préférence à 1,5 °C, par rapport au niveau préindustriel.

3.2.2.1.3.2.1 Engagement *Net Zero* long terme

L'engagement *Net Zero* du groupe EDF se base sur une réduction d'au moins 90 % [1] de ses émissions directes et indirectes, et une neutralisation des émissions résiduelles par des puits de carbone à haute intégrité (voir la section 3.2.2.1.1.1 « Une ambition "Zéro émission nette" soutenue par une trajectoire carbone ambitieuse » - tableau de ces objectifs *Net Zero* à 2050). Cet engagement long terme est soutenu par une trajectoire de réduction des émissions à court et moyen termes, compatible avec un réchauffement de 1,5 °C.

(1) Pour neutraliser les émissions résiduelles (en vue du zéro émission nette), le recours à des projets de contribution carbone, visant à « séquestrer » le CO_2 présent dans l'atmosphère et à le stocker, n'est envisagé qu'après 2030.

Ensemble des cibles et indicateurs du Groupe définissant une trajectoire compatible 1,5 °C

Indicateur groupe EDF	Réalisé 2024	Réalisé 2025	Jalon 2025	Jalon 2027	Cible 2030	Cible 2035	Cible 2050
Intensité carbone (gCO_2/kWh)	30	26,5			30	22	~ 0
Scope 1 ($MtCO_2e$)	16,8	15,0	20,0	18,0	15,5	10,5	
% de réduction *vs* 2017 (données références 2017 51,3 $MtCO_2e$)	- 67 %	- 71 %	**- 60 %**	**- 65 %**	**- 70 %**	**- 80 %**	***Net Zero***
Scope 3 ($MtCO_2e$)	73,3	68,0		83,6	77,6	65,7	**- 90 %** (1)
% de réduction *vs* 2019 (données références 2019 119,4 $MtCO_2e$)	- 38 %	- 43 %		**- 30 %**	**- 35 %**	**- 45 %**	
Émissions Scope 3.11 ($MtCO_2e$ *vs* 2019) (données références 2019 : 60,1 $MtCO_2e$)	- 37 %	- 36 %			**- 28 %**		

(1) Scopes 1, 2 et 3. Les émissions résiduelles seront neutralisées (en vue du zéro émission nette) par le recours à des projets de contribution carbone.

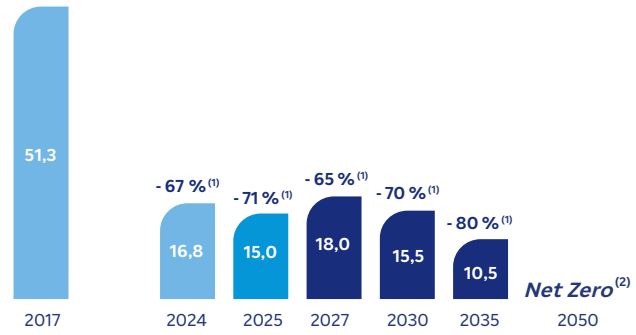
3.2.2.1.3.2.2 Réduction des émissions directes

En novembre 2023, le groupe EDF s'est fixé de nouveaux objectifs de réduction de ses émissions directes (1) de gaz à effet de serre. Ceux-ci renforcent le niveau d'ambition que le Groupe s'était fixé fin 2020 pour les émissions absolues de Scope 1 et l'intensité carbone en 2030. Ils le complètent en fixant un jalon 2025 et 2035 pour les émissions de **Scope 1** et un jalon 2035 pour l'**intensité carbone**. En novembre 2024, le Groupe s'est fixé un nouveau jalon à 2027 pour le Scope 1.

Objectifs du Scope 1

Objectifs à 2025	**Réduction de 60 %,** par rapport à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 20,0 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2027	**Réduction de 65 %,** par rapport à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 18,0 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2030	**Réduction de 70 %,** par rapport à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 15,5 $MtCO_2e$**
Objectifs à 2035	**Réduction de 80 %,** par rapport à 2017, des émissions de Scope 1, **soit 10,5 $MtCO_2e$**

Émissions Scope 1 (en $MtCO_2e$)



(1) Vs 2017.
(2) Réduction des émissions d'au moins 90 % sur les 3 scopes puis neutralisation des émissions résiduelles.

La cible de réduction des émissions directes s'applique à l'ensemble des émissions Scope 1 du Groupe, et permet d'assurer que le Groupe évolue sur une trajectoire compatible avec un réchauffement de 1,5 °C (voir la section 3.2.2.1.3.2.4 « Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe »). Elle prend en compte les hypothèses stratégiques internes, notamment sur l'évolution du parc de production thermique du Groupe, et s'appuie sur les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris. EDF vise une réduction de ses émissions directes de 60 %, 70 % et 80 % aux horizons 2025, 2030 et 2035. Cela représente une réduction en absolu d'environ 41 $MtCO_2e$ en 2035 par rapport à 2017. En 2025, les émissions Scope 1 d'EDF ont atteint 15,0 $MtCO_2e$, en deçà de la cible 2025 qui était à 20 $MtCO_2e$, soit une réduction de 71 % par rapport à 2017.

Intensité carbone du Groupe

Les efforts de réduction d'émissions se traduisent également dans l'intensité carbone de la production d'électricité et de chaleur du Groupe, qui atteint 26,5 gCO_2/kWh en 2025, en baisse de 3,5 gCO_2/kWh par rapport à 2024. L'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur produites par le groupe EDF est environ sept fois inférieure à la moyenne européenne (187 gCO_2/kWh (2)) et plus de dix-sept fois inférieure à la moyenne mondiale (446 gCO_2/kWh (3)).

L'évolution de l'intensité carbone du Groupe en 2025 reflète le maintien d'un niveau élevé de production bas-carbone, en complément de la baisse des émissions directes (Scope 1) présentée en section 3.2.2.1.3.1. La production nucléaire progresse de + 1 %, pour atteindre 410 TWh (+ 5,9 TWh par rapport à 2024), notamment grâce à une disponibilité accrue en France où elle s'élève à 373 TWh, au-delà des prévisions initiales. Les productions éolienne et solaire augmentent de 3 %. À l'inverse, la production hydraulique recule de 16 % (– 9,1 TWh), 2025 retrouvant un niveau d'hydraulicité normal après l'année 2024 exceptionnellement favorable. La part de la production fossile dans la production totale d'électricité et de chaleur s'établit à 7 % en 2025 (40 TWh), soit une baisse de 4 TWh par rapport à 2024.

Cette performance s'inscrit néanmoins dans un contexte de conditions de marché et de demande particulièrement favorables à un faible recours aux moyens de production électrique thermique fossile. Dans le scénario d'un retour à des conditions moyennes à très court terme (pré-2030), le maintien de l'intensité carbone en deçà du seuil des 30 gCO_2/kWh ne pourrait être garanti.

(1) Les émissions indirectes du Scope 2 représentant moins de 0,3 % du bilan de gaz à effet de serre du Groupe, elles ne font pas l'objet des nouveaux objectifs.
(2) Valeur 2024, EU-27, Agence européenne de l'environnement, *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe*, novembre 2025.
(3) Valeur 2024, Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook* 2025.

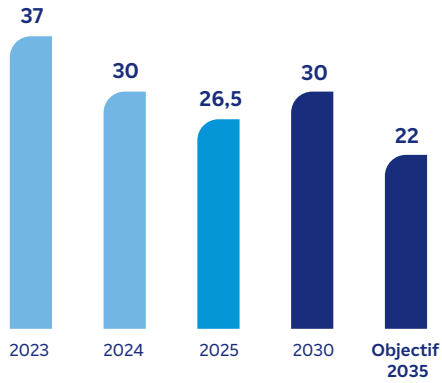
Précision sur l'indicateur

L'intensité carbone est une information spécifique à EDF et un ratio calculé entre les émissions de CO_2 du Scope 1 [1] des centrales de production d'électricité et de chaleur du Groupe et leurs productions associées, et ne s'applique donc pas au même périmètre que l'indicateur de production bas carbone (voir la section 3.2.2.1.3.5 « Développement de la production bas carbone »).

Objectifs d'intensité carbone

Objectif à 2030	**Intensité carbone de 30 gCO_2/kWh**
Objectif à 2035	**Intensité carbone de 22 gCO_2/kWh**

Évolution de l'intensité carbone (en gCO_2/kWh)



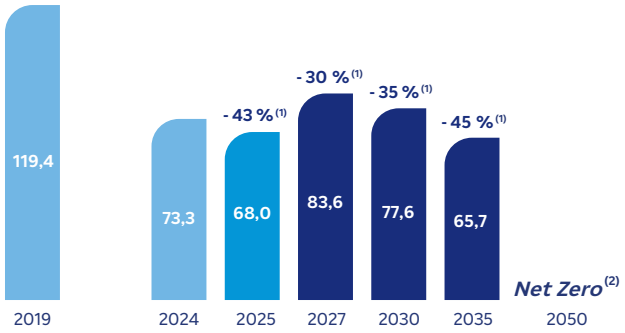
3.2.2.1.3.2.3 Réduction des émissions de la chaîne de valeur

Le groupe EDF s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions indirectes du **Scope 3** à 2030, à la fois sur l'ensemble du Scope 3 et spécifiquement sur la partie du Scope 3 associée aux ventes de gaz à ses clients finaux (voir la section 3.2.2.1.3.2.4 « Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe »).

En novembre 2024, le Groupe s'est fixé deux nouveaux jalons à 2027 et 2035 pour le **Scope 3** et a revu son ambition à la hausse sur le jalon 2030.

Objectifs à 2027	**Réduction de 30 %,** par rapport à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2027
Objectifs à 2030	**Réduction de 35 %**, par rapport à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2030
Objectifs à 2035	**Réduction de 45 %**, par rapport à 2019, de l'ensemble du Scope 3 d'ici 2035

Émissions Scope 3 (en $MtCO_2e$)



(1) Vs 2019.

(2) Réduction des émissions d'au moins 90 % sur les 3 scopes puis neutralisation des émissions résiduelles.

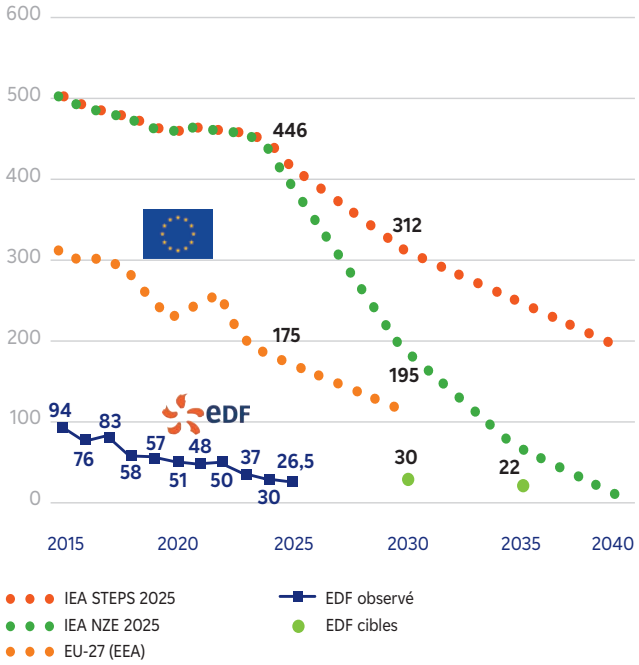
La cible de réduction des émissions indirectes s'applique à l'ensemble des émissions Scope 3 du Groupe, et permet d'assurer que le Groupe s'engage sur une trajectoire court terme compatible avec un réchauffement de 1,5 °C. Elle s'appuie sur les scénarios compatibles avec l'Accord de Paris. EDF vise une réduction d'émissions de 30 % en 2027, 35 % en 2030, et 45 % en 2035, comparé à 2019, sur l'ensemble du Scope 3. Cela représente une réduction en absolu d'environ 54 $MtCO_2e$ en 2035 par rapport à 2019. En 2025, le Groupe a réduit ses émissions Scope 3 de 43 % par rapport à 2019, année de référence pour les émissions Scope 3.

3.2.2.1.3.2.4 Labellisation de la trajectoire d'émissions du Groupe

Le niveau d'ambition des objectifs de réduction d'émissions du Groupe déclinés dans les paragraphes précédents a été évalué par Moody's comme s'inscrivant dans une trajectoire d'émissions compatible avec un scénario de réchauffement de 1,5 °C [2]. Depuis la validation de cette trajectoire début 2024, l'ambition Scope 3 du Groupe a été rehaussée (voir la section 3.2.2.1.3.2.3. « Réduction des émissions de la chaîne de valeur »). Moody's s'appuie, comme SBTi, sur les courbes sectorielles des scénarios de l'AIE (voir le graphique au périmètre monde). La comparaison avec la trajectoire d'EDF démontre que les émissions en intensité du Groupe sont, en cumul entre l'année de référence et le *Net Zero*, bien inférieures au scénario *Net Zero* de l'AIE ; et que ses objectifs à court, moyen et long termes sont compatibles avec un tel scénario.

(1) Émissions directes de CO_2 liées à la production, hors analyse du cycle de vie (ACV) des moyens de production et des combustibles (correspond à ~ 96 % du Scope 1).
(2) Pour plus de détails, voir le rapport d'évaluation « *Net Zero Assessment* » de Moody's : https://www.moodys.com/web/en/us/solutions/ratings/nza.html

Courbes sectorielles des scénarios de l'AIE des émissions directes *(intensité carbone au niveau mondial [1] et pour EDF en gCO_2/kWh)*



Les scénarios Stated policies (STEPS) et Net zero emission (NZE) sont les deux scénarios mondiaux considérés par l'AIE dans le World Energy Outlook 2025.

Le scénario STEPS conduit à un réchauffement estimé à 2,4 °C en 2100.

Le scénario NZE (Net Zero Emission) est le scénario le plus ambitieux, permettant de limiter le réchauffement à 1,6 °C autour de 2040 avant de revenir à 1,4 °C en 2100.

Par ailleurs, la trajectoire de réduction de l'empreinte carbone du groupe EDF, tous Scopes d'émission de gaz à effet de serre confondus, est cohérente avec l'ambition de maintenir le réchauffement mondial à 1,5 °C et avec les vitesses de réduction des émissions envisagées dans le scénario *Net Zero Emission* de l'AIE (données IEA WEO 2025).

Objectifs de réduction des émissions *vs* 2017	2030	2035	2050
Groupe EDF (tous Scopes)	- 42 %	- 53 %	- 90 %
IEA APS (Well Below 2 °C)	- 10 %	- 31 %	- 68 %
IEA NZE (1,5 °C)	- 29 %	- 63 %	- 98 %

L'année de référence choisie, 2017, correspond à la première année de publication du bilan GES EDF. Cette année de référence reste représentative en 2025 en termes de périmètre et d'influence de facteurs externes : les évolutions par rapport au périmètre actuel des activités du Groupe et l'influence de facteurs externes dans les évolutions du bilan Groupe ont toutes été tracées.

L'année 2025 marque les 10 ans de l'Accord de Paris, adopté le 12 décembre 2015 à la COP21, qui a motivé le développement de politiques climatiques ambitieuses en Europe et dans le monde entier. Le groupe EDF peut se prévaloir d'avoir divisé par 4 ses émissions directes Scope 1 depuis 2015 (de 60,4 $MtCO_2e$ en 2015 à 15 $MtCO_2e$ en 2025) et par plus de 3 son intensité carbone (de 95 gCO_2/kWh en 2015 à 26,5 gCO_2/kWh en 2025), tout en maintenant son statut de plus grand producteur d'électricité au monde sans émission directe de CO_2.

Les objectifs de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 que le Groupe s'était fixés en 2020, avaient été validés la même année comme s'inscrivant dans une trajectoire *Well Below 2 °C* par l'initiative *Science Based Targets (SBTi)* [2] selon leur méthodologie spécifiquement développée pour le secteur électrique [3].

Ces objectifs SBTi à 2030 se déclinent ainsi :

- réduction de 50 %, comparé à 2017, des émissions de Scopes 1 et 2, intégrant également les émissions des actifs non consolidés et les émissions associées à l'électricité achetée (*i.e.* non produite) pour être vendue à des clients finaux ;
- réduction de 28 %, par rapport à 2019, des émissions associées à la combustion du gaz vendu à des clients finaux (Scope 3).

Le Groupe a choisi de ne pas soumettre ses nouveaux objectifs définis en 2024 à SBTi, dans l'attente d'une évolution de leur méthodologie (processus en cours qui devrait être finalisé en 2026). La méthodologie actuelle revient à fixer une cible de réduction en intensité carbone identique pour tous les électriciens (environ - 77 % entre 2017 et 2030) quelle que soit leur intensité carbone initiale, ce qui pénalise fortement les acteurs déjà bien avancés dans leur décarbonation comme EDF.

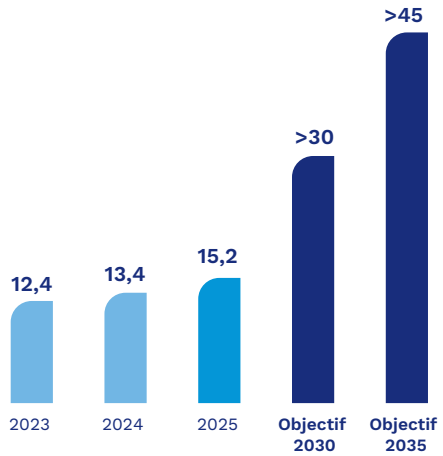
Il est entendu néanmoins qu'il n'existe pas à ce jour de consensus sur des cibles ou trajectoires de réduction des émissions de gaz à effet de serre déclinées au niveau d'une entreprise (les objectifs étant fixés au niveau des États) et qui puissent permettre de garantir la compatibilité d'une stratégie avec un scénario limitant le réchauffement de la planète à 1,5 °C conformément à l'Accord de Paris.

Au 31 décembre 2025, le groupe EDF n'est pas exclu des indices de références « Accord de Paris », reconnaissance de la compatibilité du modèle d'affaires du Groupe avec une décarbonation rapide.

3.2.2.1.3.3 Émissions évitées

EDF s'est fixé un objectif d'éviter 30 millions de tonnes d'émissions de CO_2 à l'horizon 2030, et 45 millions de tonnes d'ici 2035, grâce à la vente des produits et services innovants. Ces cibles permettent de s'assurer qu'EDF propose des solutions et promeut les leviers de décarbonation auprès de ses clients, contribuant ainsi à la décarbonation de l'économie, comme mis en avant dans les plans d'action d'électrification des usages. En 2025, le montant de ces émissions évitées est de 15,2 $MtCO_2e$.

Émissions évitées *(en $MtCO_2$)*



Précisions sur les indicateurs

Cet indicateur couvre les activités suivantes, exercées par EDF SA, Dalkia, Luminus, EDF Energy, et Edison : développement des énergies renouvelables 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.

(1) Les courbes présentées représentent l'intensité carbone de l'électricité et de la chaleur au niveau mondial.
(2) Initiative lancée à la suite de l'Accord de Paris en 2015 par les quatre organisations suivantes : CDP, *UN Global Compact*, *World Resources Institute* et *World Wild Fund*.
(3) *Setting 1,5 °C aligned science-based targets – quick start guide for electric utilities*, CDP, juin 2020.

Bien qu'il n'existe pas à ce jour de référence externe reconnue permettant de déterminer les émissions évitées chez les clients par les produits et services vendus, EDF s'appuie sur des principes de calcul alignés sur les pratiques les plus couramment constatées, sur la base de contrefactuels conservateurs, et en toute transparence (la méthodologie utilisée est disponible publiquement [1]). En parallèle, EDF s'implique dans divers travaux français et internationaux qui visent à développer de telles méthodes de référence. Le résultat 2025, qui correspond à 50 % de la cible à 2030, porte sur une partie seulement des produits et services commercialisés par EDF. Il est amené à croître au cours des années à venir, dans la mesure des évolutions possibles de la méthodologie en lien avec les pratiques externes.

EDF a développé cet indicateur à partir de 2021 sur une première liste de produits et services, puis a élargi les produits services considérés en 2022. Les produits et services pris en compte sont des produits importants pour EDF, suffisamment bien définis pour permettre l'élaboration d'une méthode de calcul auditable, et générant un volume significatif d'émissions évitées aujourd'hui ou à l'avenir.

Émissions évitées liées à la production

Le groupe EDF réalise aussi un calcul des émissions évitées liées à la production d'électricité à l'échelle mondiale. En 2025, le Groupe a permis d'éviter 94,1 $MtCO_2$: en prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne [2] et en prenant en compte les émissions directes et indirectes. Cette performance est en partie due à la très faible intensité carbone du parc nucléaire en exploitation d'EDF sur le sol français, évaluée à 4 gCO_2 par kWh selon une analyse du cycle de vie (ACV) menée par la R&D d'EDF en 2022 sur la base des données 2019.

3.2.2.1.3.4 Crédits carbone

En 2025, EDF a financé des projets de réduction d'émission et d'absorption via des crédits carbone à hauteur de 1 143 tCO_2e. Les crédits retirés par le Groupe correspondent à des initiatives en interne sur des projets ou périmètres spécifiques, par exemple une contribution carbone à hauteur des émissions de transports au sein d'une entité donnée. Le projet Label Bas Carbone correspond à un projet de reforestation (séquestration carbone), les crédits Gold Standard et Verra correspondent à des solutions technologiques.

Crédits carbone retirés	2024	2025
TOTAL (tCO_2e)	**1 070**	**1 143**
Proportion de projets de réduction (%)	27	100
Proportion de projets de séquestration (%)	73	0
Label Bas Carbone (%)	73	75
Gold standard/Verra VCS (%)	27	25
Projets en Union européenne (%)	73	75
Projets soumis à ajustement correspondant (%)	0	0

Par ailleurs, l'engagement *Net Zero* du Groupe implique l'achat et l'annulation de crédits carbone pour neutraliser ses émissions résiduelles à horizon 2050, à hauteur de maximum 10 % des émissions de l'année de référence du Groupe. Cela pourrait représenter environ 16 $MtCO_2e$ maximum tous les ans à partir de 2050. À ce jour, ces crédits carbone n'ont pas encore fait l'objet d'une contractualisation.

Enfin, EDF retire également des crédits carbone dans le cadre de l'offre de fourniture d'énergie destinée aux clients du Groupe : à ce titre, ces crédits ne sont pas considérés comme financés par le Groupe, mais bien au bénéfice des clients en question.

Précisions sur les indicateurs

Les valeurs reportées dans le tableau reposent sur les volumes de crédits retirés en 2025 pour les projets financés par le Groupe. Ne sont pas reportés les volumes retirés pour des tiers, typiquement dans le cadre d'offres de fourniture d'énergie associées à une contribution carbone.

3.2.2.1.3.5 Développement de la production bas-carbone

Le développement de la production bas carbone, avec le nucléaire, l'hydraulique et les renouvelables, est une des quatre ambitions stratégiques partagées par le Groupe en 2025. Cette production doit permettre la décarbonation des mix énergétiques et la réponse à la demande liée à l'électrification des usages.

Le Groupe ambitionne de maximiser la disponibilité du parc nucléaire existant dans les meilleures conditions de sûreté et de performance, de construire de nouveaux réacteurs (EPR2 et NUWARD) et d'accélérer le développement des énergies renouvelables avec jusqu'à 6 GW bruts mis en service par an en moyenne à horizon 2035, *vs* 3 GW bruts par an en 2025.

Le Groupe ambitionne de développer des solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique et assurer l'équilibre offre-demande. En complément de la flexibilité déjà apportée par les parcs nucléaire et hydroélectrique, le Groupe va développer des moyens de stockage et « verdir » des moyens de production thermique à flamme et va poursuivre le développement de solutions de flexibilité côté clients.

Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024	2025
Jusqu'à 6 GW/an bruts EnR mis en service/an à horizon 2035	2,9 en 2023	Annuelle	Activités propres	3,2	3,0

(1) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-d-entreprise/neutralite-carbone-et-climat/emissions-evitees
(2) Calcul interne sur un périmètre France incluse, hors UK via des données ENTSOE.

3.2.2.1.3.6 Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique

Consommation d'énergie et mix énergétique

Les indicateurs de consommation d'énergie présentés ci-dessous sont considérés moins pertinents pour un énergéticien intégré comme EDF, dont le rôle dans la décarbonation de l'économie va bien au-delà de sa consommation propre.

En MWh PCI [1]	**Consommation d'énergie totale** *(somme « Scope 1 » et « Scope 2 »)*	**Consommation de combustibles pour les activités de l'entité « Scope 1 »** [2]	**Consommation d'électricité, de chaleur et de froid « Scope 2 »**
Consommation d'énergie provenant du charbon (a)	1 262 399	1 228 849	33 550
Consommation d'énergie provenant de produits pétroliers (b) *(fioul lourd + fioul léger)*	10 796 383	10 700 226	96 157
Consommation d'énergie provenant de gaz naturel (c)	52 880 082	52 452 328	427 754
Consommation d'énergie provenant d'autres sources fossiles (d)	529 956	442 116	87 840
Consommation totale fossile (a+b+c+d)	**65 468 820**	**64 823 519**	**645 301**
Part de fossiles dans la consommation totale d'énergie (en %)	78,2 %	85,2 %	8,5 %
Consommation d'énergie provenant de source nucléaire	**4 740 064**	***Non applicable*** [3]	**4 740 064**
Part de nucléaire dans la consommation totale d'énergie (en %)	5,7 %	-	62,4 %
Consommation d'énergie provenant de source renouvelable *(biomasse, biogaz et bois respectant les critères de durabilité)*	**13 488 459**	**11 276 756**	**2 211 703**
Part de renouvelables dans la consommation totale d'énergie (en %)	16,1 %	14,8 %	29,1 %
Consommation totale d'énergie	**83 697 343**	**76 100 275**	**7 597 067**
Intensité énergétique (consommation totale d'énergie par chiffre d'affaires du Groupe) [4]	748	-	-

(1) Pouvoir calorifique inférieur du combustible.
(2) Activités des centrales de production d'électricité et de chaleur du Groupe et leurs productions associées.
(3) L'uranium utilisé dans les centrales EDF n'est pas considéré comme une énergie finale.
(4) En MWh PCI/M€. Chiffre d'affaires consolidé hors trading (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires »).

Pour la production d'énergie renouvelable et non renouvelable du Groupe, voir la section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires ».

Précisions sur les indicateurs

Ces indicateurs reposent sur les méthodes et hypothèses suivantes : les valeurs pour le « Scope 1 » sont obtenues en multipliant la consommation du combustible considéré (voir la section 3.2.6.2.2 « Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes ») par le pouvoir calorifique inférieur du combustible (PCI) associé (valeur issue de l'entité la plus contributrice du Groupe en termes de consommation du combustible considéré). Les valeurs pour le « Scope 2 » sont obtenues du bilan carbone, en ventilant celles-ci pour chaque entité du Groupe, par nature d'énergie, en utilisant le mix électrique moyen du pays où se situe majoritairement l'entité (données sources IEA [1] et en complément *Lowcarbonpower* [2]).

3.2.2.2 Adaptation au changement climatique

Le dérèglement climatique est sans précédent à une échelle de temps aussi courte. La température moyenne de la planète a déjà augmenté de près de 1,2 °C depuis 1750 [3]. Ce réchauffement va de pair avec une hausse du niveau de la mer, une augmentation variable selon les régions du monde de la fréquence et de la gravité des catastrophes naturelles. Il participe à une érosion de la biodiversité à l'échelle mondiale. Le risque climatique est une réalité déjà tangible dont les effets vont s'accentuer dans les prochaines années.

Avec des installations dont la durée de vie technique dépasse 40 ans, le groupe EDF est, parmi les acteurs non étatiques, l'un des industriels les plus exposés aux conséquences physiques du changement climatique. De ce fait, après avoir commencé à y travailler dès les années 1990 et les premiers rapports du GIEC, EDF a reconnu le risque climatique comme risque prioritaire à l'échelle du Groupe dès 2018, et sa criticité est régulièrement réévaluée et confirmée depuis lors.

L'adaptation au changement climatique est la démarche d'ajustement au climat actuel, à son évolution et à ses conséquences. Il s'agit à la fois de réduire les effets préjudiciables du changement climatique et de tirer parti des éventuelles opportunités associées.

3.2.2.2.1 Politique liée à l'adaptation au changement climatique

Dans le cadre de sa démarche d'adaptation au changement climatique, le groupe EDF s'est fixé les engagements suivants :

- évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures ;
- adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes ;
- intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations ;
- adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique ;
- prendre en compte la dimension écosystémique du dérèglement climatique.

Cette politique énonce notamment que les entités les plus exposées aux conséquences physiques du changement climatique élaborent un plan d'adaptation au changement climatique et le mettent à jour tous les cinq ans. Ces plans sont validés en Comité stratégique RSE.

(1) www.iea.org
(2) lowcarbonpower.org
(3) GIEC, Rapport de synthèse du sixième cycle d'évaluation (AR6), 2023.

Le groupe EDF salue la mise en œuvre de la troisième version du Plan national d'adaptation au changement climatique, construit autour d'une Trajectoire de réchauffement de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC) correspondant à un réchauffement de + 4 °C en France à l'horizon 2100, soit + 3 °C au niveau mondial par rapport à la période préindustrielle. Néanmoins, EDF privilégie l'utilisation des données CMIP6 par le Service climatique interne pour les applications industrielles, et considère que ces études sont compatibles avec la TRACC [1].

3.2.2.2.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique

Une stratégie globale de résilience

Dès 1999, les tempêtes Lothar et Martin ont conduit EDF à travailler sur la prévention des impacts physiques du climat sur ses activités. À la suite de la canicule de l'été 2003, le groupe EDF s'est doté d'un plan « Aléas climatiques » en 2004, puis d'une stratégie d'adaptation au changement climatique en 2010.

La stratégie d'adaptation du groupe EDF couvre les ouvrages de production dont la durée de vie est supérieure à 40 ans, comme les centrales nucléaires et les barrages hydroélectriques. Les entités concernées du groupe EDF sont tenues de prendre en compte les risques climatiques (physiques et de transition) dans l'élaboration de leur cartographie des risques [2]. Pour ces études d'impact et de dimensionnement, EDF considère systématiquement plusieurs scénarios d'évolution des émissions mondiales de gaz à effet de serre à horizons jusqu'à 2100, dont au moins un scénario pénalisant en termes d'émission de gaz à effet de serre tel que le scénario SSP3-7.0.

Le programme ADAPT et le plan d'action CEMA [3]

Le programme ADAPT vise à sécuriser la production des sites thermiques et nucléaires français en anticipant les conséquences du dérèglement climatique, en préservant les ressources planétaires.

La démarche est articulée autour de trois axes :

- comprendre le dérèglement climatique et ses effets à l'échelle des territoires en intégrant son caractère systémique pour imaginer les futurs climatiques des territoires ;
- évaluer les impacts du dérèglement climatique sur les installations mais aussi sur l'écosystème territorial des centrales ;
- agir pour mobiliser les acteurs internes et externes en raison des dimensions évolutives et systémiques du dérèglement climatique et de ses conséquences, pour adapter son outil de production et contribuer à l'habitabilité des territoires.

ADAPT développe une approche systémique de l'adaptation au dérèglement climatique :

- prise en compte des parties prenantes et association à la définition des critères de résilience et des mesures d'adaptation ;
- intégration des interlocuteurs contractuels et non contractuels.

Le programme se structure autour de l'habitabilité des territoires. À ce titre, il couvre la biodiversité, la séquestration carbone et l'adaptation des milieux. Il s'attache à répondre aux effets induits sur l'acceptabilité sociale et sociétale de ses activités. ADAPT identifie des engagements et investissements dits « immédiatement intéressants ». Dans ce cadre et au regard du retour d'expérience de l'été 2022 et des contraintes liées à la conception des systèmes et matériels, la démarche identifiant les investissements appropriés a été mise en place avec le programme Grand Carénage. Elle cible les impacts du changement climatique déjà visibles, en particulier en matière d'optimisation de la production et de sobriété en eau.

À titre d'illustration, ADAPT consiste en :

- des **solutions techniques** qui s'inscrivent dans la démarche des investissements immédiatement intéressants et dans le plan eau 2024 (sobriété, disponibilité et qualité de l'eau) ;
- des **solutions fondées sur la nature :** ripisylves, restauration de zone humide, tourbières ;
- des **programmes de recherche coordonnés.**

Le plan ARCHE d'adaptation des ouvrages hydrauliques

La survenue d'évènements climatiques majeurs de plus en plus répétés comme la prise en compte de l'accentuation de la variabilité hydrométéorologique liée au changement climatique et ses conséquences économiques [4] ont conduit EDF à mettre en place un plan d'adaptation du parc de production hydroélectrique exploité par EDF en France continentale nommé « ARCHE » (adaptation et résilience au changement climatique de l'hydraulique à EDF).

Le plan ARCHE est structuré autour des trois enjeux majeurs :

- préserver la sûreté des installations et des personnes ;
- maintenir un haut niveau de performance économique et environnementale ;
- maintenir une contribution essentielle dans la gestion du multi-usage de l'eau (qui concerne 2/3 des concessions) en France continentale (stockage/déstockage des réservoirs, atténuation des crues, etc.).

Pour y répondre, le plan fixe quatre axes principaux qui se décomposent en une trentaine d'actions (liste *infra* non exhaustive) :

Adapter la connaissance du Groupe

- sur les impacts sur les ouvrages du Groupe par la démarche d'évaluation et d'actions d'adaptation aux phénomènes extrêmes avec quatorze réévaluations d'études de crues extrêmes réalisées en 2024 et 2025 ;
- sur les scénarios de climat futur, de disponibilité de la ressource naturelle, de pression des usages, des équilibres entre offre et demande en eau, de la performance des dispositifs de gestion, avec le développement du Jumeau numérique de bassin versant (JNBV) de la Garonne lancé en 2025.

Adapter le patrimoine du Groupe

En engageant études et travaux :

- sur l'usine hydroélectrique de Lacourt dans les Pyrénées, un 3e groupe de production de 1 MW a été mis en service en 2025 et permet à présent le turbinage des faibles débits (de 1 m^3/s à 4 m^3/s). L'aménagement permet ainsi de limiter les périodes sans production, notamment lors des périodes de sécheresse et de faible hydraulicité ;
- une étude d'augmentation du potentiel de stockage des réservoirs du parc d'EDF Hydro par réhaussement des barrages en intégrant la composante changement climatique a été lancée en 2025 et les résultats sont attendus en 2026. Les aspects techniques, environnementaux et sociétaux sont regardés et croisés avec l'évolution attendue du climat et de l'hydrologie.

En conciliant adaptation de l'activité économique du Groupe et résilience des territoires comme avec le projet de STEP de Vouglans-Saut-Mortier (Ain) dont les travaux lancés en 2024 permettront notamment de rendre le territoire plus résilient au changement climatique.

Adapter l'exploitation du Groupe

- par une réflexion sur la résilience de ses organisations (gestion de crise, adaptation des consignes d'exploitation) face à ces réévaluations de phénomènes extrêmes (crues, grand froid, tempêtes, etc.). En 2025, une réflexion a été engagée pour établir un Plan évènement climatique majeur (PECM) avec l'objectif de le finaliser en 2026 et le tester lors d'un exercice de crise en 2026.

(1) Voir réponse à consultation PNACC.
(2) Voir la section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaires face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques ».
(3) CEMA : Comprendre Évaluer Mobiliser Agir.
(4) L'accentuation de la variabilité hydrométéorologique liée au changement climatique pourrait conduire à des variations annuelles du productible de plus de 20 TWh (soit 50 % de sa production moyenne) entre une année très humide et une année très sèche.

- par une démarche intégrée des ingénieries hydrauliques d'EDF, avec en 2025 le développement et la mise en place d'une nouvelle plateforme Météo&Climat (DTG) interactive avec trois composantes : synthèse multiphénomènes d'alertes (niveau CODIR), observatoire hydrométéo (exploitants et appuis), projections climatiques (ARCHE, ADAPT, FC, R&D).

Adapter le positionnement et la communication du Groupe

Avoir une communication « juste » avec le lancement d'une étude ACV du kWh du parc hydraulique d'EDF en 2024 afin de mettre à jour la valeur d'émission du kWh produit (calculé à 6 gCO_2/kWh en 2010). Les résultats sont attendus pour fin 2026. En 2025, EDF est intervenue à l'*International Forum Pumped Storage Hydropower* à Paris et a présenté la méthodologie d'évaluation de l'empreinte carbone de l'hydraulique et des STEP à la SHF (colloque HydroES 2025, Grenoble) et à l'AIRH (revue Hydrolink).

Adaptation des réseaux de distribution

Avec 1,4 million de kilomètres de câbles électriques répartis sur tout le territoire, le réseau de distribution d'Enedis représente une distance équivalente à 35 fois le tour de la Terre et est le plus grand d'Europe. Enedis est en première ligne face aux intempéries et aux effets du changement climatique. De ce fait, Enedis a établi un Plan d'adaptation aux aléas climatiques du réseau de distribution qui vise à renforcer ce réseau, en traitant les câbles les plus fragiles et en enterrant les lignes les plus exposées aux risques climatiques, notamment dans les régions boisées particulièrement sensibles aux tempêtes.

Ainsi, en 2025 :

- 2 800 kilomètres de lignes HTA aériennes à risque climatique avéré ont été enfouies ;
- 6 029 kilomètres de lignes HTA aériennes ont bénéficié d'un programme de rénovation ;
- concernant les réseaux souterrains moyenne tension, 1 028 kilomètres de câbles isolés au papier imprégné (sensibles à la chaleur) ont été changés ;
- enfin, sur la basse tension aérienne, 2 500 kilomètres de fils nus ont été remplacés, notamment par des câbles torsadés moins sensibles aux coups de vent.

Créée à la suite de la tempête de 1999, la Force d'intervention rapide électricité (FIRE) est un dispositif d'urgence qui permet à Enedis de mobiliser des moyens considérables en quelques heures lors d'évènements climatiques majeurs, et cela, afin de rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients. La FIRE compte actuellement 3 500 techniciens formés aux situations de crise et 10 plates-formes logistiques de stockage réparties à travers le pays, permettant le déploiement de 3 500 groupes électrogènes. Avec la FIRE, Enedis peut mobiliser jusqu'à 3 000 personnes en 24 heures en cas d'évènement climatique extrême. Le Groupe a démontré sa capacité à gérer efficacement des situations de crise climatique grâce à la FIRE.

En Corse et dans les territoires d'outre-mer, EDF SEI s'appuie sur la solidarité entre les territoires corse et ultramarins (FIRE SEI), et sur la FIRE Enedis lors des évènements climatiques impactant de manière importante le réseau.

Adaptation des territoires insulaires

Dans les territoires insulaires, en complément d'activités de production d'électricité, EDF joue le rôle de gestionnaire de réseau et assure le transport et la distribution de l'électricité. Le risque cyclonique est considéré comme majeur pour ces infrastructures notamment pour les Antilles (Martinique, Guadeloupe, Saint-Martin et Saint-Barthélemy) et pour la Réunion.

Les réseaux ultra-marins ont été construits conformément à une réglementation qui a progressivement accentué les critères de tenue mécanique des ouvrages aux aléas climatiques. Leur résistance mécanique à des cyclones puissants fait l'objet d'études en vue de travaux de confortement.

EDF SEI travaille à l'insensibilisation du réseau aux risques cycloniques selon trois grands modes d'actions :

- enfouissement systématique des nouveaux réseaux de moyenne tension posés, notamment dans le cadre des raccordements de moyens de production renouvelable ;
- enfouissement progressif des réseaux de moyenne tension existants en fonction de leur importance pour l'alimentation des clients ;
- renforcement mécanique ponctuel du réseau de haute tension.

Les bâtiments qui abritent les ouvrages électriques (postes sources) sont construits selon les normes cycloniques et sismiques.

En 2025, les actions suivantes ont été menées :

- une politique de résilience HTB est en cours de finalisation pour les cyclones de forte intensité ;
- des études R&D auprès du service climatique ont été définies afin d'améliorer la connaissance d'aléas climatiques et des impacts de leur évolution sur des aménagements et sur les débits de cours d'eau alimentant des installations hydroélectriques ;
- des études ont été mises en œuvre pour mieux appréhender la résistance des pylônes à des vents intenses dans plusieurs territoires ;
- dans le cadre de raccordement ou d'enfouissement de lignes, 173 km de réseau HTA souterrain ont été posés en 2025, 50 km de réseau HTA aérien ont été déposés dans la même période.

Le 28 février 2025, le cyclone Garance de catégorie 2 a frappé l'île de la Réunion, avec des vents violents générant des dégâts très importants sur le réseau électrique. Le bilan de Garance est encore plus lourd que celui de Belal avec 180 000 clients coupés à la pointe, cinq personnes tuées et des dégâts deux fois plus importants sur le réseau de distribution. Le réseau de transport a également été fortement touché avec 7 lignes en défaut dont 2 lignes HTB incluant 21 pylônes HTB à terre, entraînant une complexité supplémentaire dans la gestion de la crise pour maintenir le système en équilibre sans pouvoir injecter la production de la plus grosse usine hydraulique de l'île (Rivière de l'Est). Une ligne provisoire a été mise en place pour rétablir le transport de l'électricité, dans l'attente de la reconstruction de la ligne HTB.

Adaptation des projets solaires, éoliens et stockages

Le plan d'adaptation d'EDF power solutions vise à appréhender plus finement les risques climatiques liés au développement de projets solaires, stockages et éoliens, notamment en termes d'exposition à des évènements extrêmes (tempêtes, inondations, etc) et à adapter les actifs en conséquence (résistance des équipements électroniques à la chaleur, système de drainage et étanchéité, etc.).

Les parcs solaires sont particulièrement sensibles aux risques climatiques aigus, notamment ceux liés aux vents violents, aux fortes précipitations et aux tempêtes de grêle, tandis que les parcs éoliens peuvent être davantage affectés par l'évolution de la production d'électricité due à des changements dans la configuration des vents. EDF power solutions, dans le cadre de son plan d'adaptation, a mis en place des actions afin d'améliorer le design des infrastructures (particulièrement sur les panneaux solaires) ainsi que pour améliorer la prévision du productible. Cela inclut un programme R&D visant à mieux caractériser l'intensité et la fréquence des évènements climatiques extrêmes en mettant l'accent sur les régions stratégiques pour le développement de projets.

La conception des projets de parcs solaires intègre les risques liés aux vents extrêmes et aux inondations. Les structures sont conçues pour résister à des vitesses de vent élevées, tandis que les systèmes de drainage sont améliorés pour atténuer les risques d'inondation. De plus, l'étanchéité est renforcée pour garantir une protection optimale contre les inondations. L'incertitude du productible liée à l'évolution des régimes de vent est intégrée dans le développement des actifs éoliens.

Adaptation et coûts des assurances risques naturels

Les risques climatiques peuvent donner lieu à des primes d'assurances plus élevées et à une couverture moindre des actifs dans certaines zones exposées (franchises plus élevées, limites de garanties réduites). En France, par exemple, le taux de la prime catastrophe naturelle est passé de 12 % à 20 % en janvier 2025.

Les contrats d'assurance étant renouvelés régulièrement (tous les 1 à 2 ans), les impacts à long terme du changement climatique sur un risque donné ont une influence réduite sur les conditions d'assurances à court terme. Toutefois, on peut prédire une hausse à moyen/long terme des coûts moyens d'assurance, même si des fluctuations sont possibles sur ces marchés très volatils. La politique d'adaptation au changement climatique d'EDF et les plans d'actions associés aux efforts d'adaptation contribuent à augmenter la robustesse des infrastructures face aux aléas extrêmes et renforcent notre positionnement vis-à-vis des assureurs.

Des investissements d'adaptation

Les ressources investies par le Groupe au titre de l'adaptation au changement climatique s'élèvent, en 2025, à 932 M€ et représentent 4 % des investissements du Groupe.

Les investissements en matière d'adaptation identifiés à ce jour portent :

- sur l'adaptation des réseaux de distribution à travers Enedis et ses actions visant à renforcer son réseau face aux aléas climatiques pour 751 M€ ;
- sur l'adaptation des territoires insulaires notamment par les actions d'EDF SEI et le renforcement de ses installations face au risque de submersion ;
- ainsi que sur des actions d'adaptation des ouvrages hydroélectriques en France métropolitaine et dans les territoires insulaires pour 21 M€ en 2025, d'adaptation des projets de stockage et d'adaptation des projets solaires et éoliens pour améliorer la production et la prévision du productible.

Les investissements sont également réalisés dans les activités du nucléaire pour 9 % et estimés à 88 M€ notamment avec la mise en œuvre du programme ADAPT. Les ressources investies dans ce programme au titre de l'objectif d'adaptation sont en progression et le montant ci-avant présenté pour l'année 2025 est une estimation basse des investissements réels engagés par le Groupe.

Des dépenses en faveur de l'adaptation au changement climatique

En 2025, 2 % de ces dépenses sont consacrés à l'adaptation au changement climatique soit 305 M€ dont notamment 93 M€ au titre de l'effort de recherche et développement identifié et 282 M€ au titre des dépenses consacrées à l'adaptation du réseau. Ces montants reposent sur des données issues d'une collecte réalisée au sein des entités du Groupe dans le cadre des travaux engagés pour la première année d'application de la CSRD. Ceux-ci ne sont pas exhaustifs, et sont susceptibles d'évoluer dans le futur à la suite d'analyses complémentaires. Ces travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront, de manière plus fidèle, l'ampleur des dépenses engagées par le Groupe sur l'objectif d'adaptation au changement climatique.

Plan d'investissements et de dépenses d'adaptation

Un premier plan d'adaptation détaillé et chiffré sur le périmètre des activités nucléaires, hydrauliques et insulaires en France a été remis aux pouvoirs publics début 2026. Ce plan chiffre à 8,7 Mds€$_{2025}$ les investissements et dépenses (CAPEX et OPEX) d'adaptation prévues d'ici 2040 pour ces activités.

3.2.2.2.3 Cible et indicateur relatifs à l'adaptation au changement climatique

EDF s'est fixé l'objectif d'effectuer une revue d'adéquation des plans d'adaptation de ses entités tous les deux ans *a minima*. Cet indicateur permet de traduire la structuration, la priorisation et l'industrialisation des actions menées au plus près des entités du Groupe exposées aux risques physiques du changement climatique, et ce, en conformité avec les exigences de la TCFD [1]. Il s'agit selon les entités concernées [2] de produire un plan d'adaptation par approche qualitative et/ou quantitative, intégré dans le système de management environnemental. La revue d'adéquation de ces plans d'adaptation est nécessaire dans un contexte d'évolution permanente de l'état des connaissances en matière de projections climatiques, d'évolution de la maturité du groupe EDF sur le sujet, et d'évolution des exigences réglementaires en termes d'adaptation. La cible est de 100 % en 2026.

Précisions sur les indicateurs

La mise à jour du plan d'adaptation est considérée comme effective à la suite d'une validation par le comité de direction de l'entité en question et/ou à la suite d'un passage en Comité stratégique RSE. La valeur de l'indicateur correspond au pourcentage des 12 plans d'adaptation des entités, mis à jour *a minima* une fois sur les 24 mois précédant le mois de décembre de l'année de reporting.

Indicateur	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024	2025
Part des plans d'adaptation réévalués ces 2 dernières années	100 % en 2026	54 % en 2024	Annuelle	Activités propres et chaîne de valeur	54 %	75 %

3.2.2.3 Résilience du modèle d'affaires face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques

Le risque climatique a été reconnu comme risque prioritaire à l'échelle du groupe EDF en 2018. Il a fait l'objet d'un rapport du Conseil Scientifique du Groupe en mars 2019, ainsi que d'une analyse détaillée présentée au Comité exécutif d'EDF et au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration en octobre 2019.

Le groupe EDF s'appuie, pour l'analyse des risques climatiques, sur la classification proposée par la TCFD qui distingue les risques physiques et les risques de transition. Cette classification constitue un cadre général, ajusté et complété par EDF pour tenir compte des particularités de ses activités et des enjeux spécifiques à son secteur, dans le but d'identifier les risques et opportunités climatiques matériels présentés en section 3.2.2 « ESRS E1 – Changement climatique ». L'analyse de scénarios climatiques participe à l'identification des risques et opportunités. Elle nourrit les choix stratégiques du Groupe et contribue à la résilience de son modèle d'affaires.

3.2.2.3.1 L'analyse scénarisée des risques de transition

Pour l'évaluation de la résilience de sa stratégie par rapport aux risques climatiques, notamment ceux liés à la transition (risques juridiques, technologiques, de marché, de réputation), le groupe EDF se base sur les scénarios développés par le *Network for Greening the Financial System* (NGFS). Les scénarios s'appuient sur trois modèles, dont chacun intègre les dimensions économie-énergie-climat (*Integrated Assessment Models* – IAM). Cette approche multimodèle permet de minimiser les biais spécifiques à un modèle unique, et de rendre compte des fortes

(1) *TCFD, Task Force on Climate-related Financial Disclosure.*
(2) Le périmètre pour 2025 : DPNT (Direction Production Nucléaire et Thermique), EDF Hydro, Enedis, EDF PEI, EDF SEI, EDF Energy, Luminus, Edison, EDF power solutions, DTEO (Direction Transformation et Efficacité Opérationnelle), Framatome, Dalkia.

incertitudes qui entourent les effets des politiques de transition vers une économie bas carbone. Par rapport aux modèles plus granulaires centrés sur la modélisation du système électrique, les bouclages macro-économiques qui sont explicitement intégrés dans les scénarios NGFS permettent de conduire l'exercice d'évaluation de résilience dans un cadre suffisamment global.

En cohérence avec les recommandations de la TCFD, le groupe EDF s'appuie, pour cette analyse, sur trois scénarios NGFS tirés des trois familles dans lesquelles les scénarios climatiques sont habituellement catégorisés :

- les scénarios *Hot house world* (Vers un monde plus chaud) ou *Too little too late* (Trop peu trop tard) qui donnent lieu à des hausses de températures à la fin du siècle non compatibles avec l'Accord de Paris ;
- les scénarios *Paris-aligned* qui respectent l'Accord de Paris (*Well-Below* 2° C à 2100) ;
- les scénarios *Paris Ambitious* qui visent la neutralité carbone globale à 2050 (1,5 °C à 2100 avec ou sans dépassement temporaire de l'objectif pour rattraper un retard accumulé).

Le choix d'un scénario parmi chaque famille permet de couvrir un large éventail parmi les futurs possibles. Le scénario *Below 2° C*, dont les sous-jacents se rapprochent du scénario interne de référence du Groupe pour les risques marchés énergies, utilisé notamment pour les tests de dépréciation d'actifs du Groupe, a été choisi comme scénario central. L'analyse consiste à évaluer l'impact financier pour EDF d'une transition plus lente (*Hot house world*) ou plus rapide (*Paris Ambitious*), en estimant le différentiel d'EBITDA dans ces scénarios par rapport au scénario central.

Le groupe EDF rappelle que l'atteinte de la neutralité carbone de manière économiquement et socialement efficace nécessite un signal prix CO_2 suffisamment élevé, afin de guider les usages et les investissements vers les solutions bas carbone. Ceci est un enseignement majeur du scénario *Net Zero* présenté par EDF en 2024 (1). Cela implique aussi des prix des différentes énergies qui reflètent leur contenu CO_2. Comme la production d'électricité en Europe repose encore à court et moyen termes sur des moyens de production carbonés (2), le prix de l'électricité intègre une composante CO_2, qui est élevée dans la trajectoire optimale vers la neutralité carbone (*Net Zero*). Les estimations quantitatives qui suivent, reposent sur la modélisation MESSAGEix-GLOBIOM de la Phase 4 des scénarios NGFS, car c'est la modélisation qui aboutit aux mix énergétiques et aux prix des énergies les plus en phase avec la vision d'EDF parmi les trois modèles disponibles.

L'exercice d'évaluation de la résilience est conduit sur l'année 2035, qui correspond à un horizon stratégique moyen terme pour le Groupe, permettant de différencier les scénarios climatiques selon leurs effets, notamment sur les pays du G4 (France, Royaume-Uni, Italie, Belgique). Dans ces pays, EDF est présente en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité, mais aussi avec un portefeuille de clients significatif. Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe principalement via des modèles d'affaires sans contrôle exclusif de l'actif.

Scénarios	• **Transition rapide** : **Scénario *Net Zero 2050* –** politiques climatiques ambitieuses débouchant sur la neutralité carbone globale en 2050 et conduisant à une augmentation de température moyenne de + 1,4 °C en 2100 avec peu de dépassement ou sans dépassement de la cible. *Net Zero 2050* correspond à une transition ordonnée qui repose sur une implémentation rapide des politiques de décarbonation. • **Central** : **Scénario *Below 2 °C* –** augmentation graduelle de l'ambition des politiques climatiques conduisant à une augmentation de température moyenne de + 1,6 °C en 2100. La neutralité carbone au niveau global est atteinte après 2070. *Below 2 °C* est un scénario de transition ordonné avec une homogénéité inter-régionale des politiques climatiques. • **Transition lente** : **Scénario *Current Policies* –** seules les politiques mises en œuvre actuellement sont préservées, et peu d'innovations technologiques émergent, ce qui conduit à une augmentation de température de + 3 °C en 2100 et des risques physiques élevés.
Modèle	Scénarios NGFS, modélisation MESSAGEix-GLOBIOM.
Périmètre	Pays du G4 : France, Royaume-Uni, Italie, Belgique
Principales variables considérées	• Demande finale en énergie, part de la demande en électricité, part du mix énergétique produite par des solutions décarbonées (par pays)... • Prix du CO_2 • Prix de l'électricité
Horizon temporel considéré	Moyen terme (2035) : l'Europe et la plupart des pays où opère le groupe EDF sont engagés à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. 2035 correspond au point intermédiaire sur la trajectoire 2050. Il s'agit d'une échéance majeure pour la stratégie moyen terme du Groupe, et par ailleurs les scénarios climatiques produisent déjà des effets différenciés à cet horizon.

Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'estimation quantitative, conduite dans le cadre de l'analyse scénarisée des risques climatiques sur les actifs de production d'électricité du Groupe à horizon 2035.

		Vs* Alignement sur le scénario *Below 2 °C	
Modèle d'affaires du groupe EDF	**Indicateur**	***Net Zero 2050* – Transition rapide**	***Current Policies* – Transition lente**
Production et commercialisation d'électricité	EBITDA 2035	EBITDA en progression de plus de 5 Mds€	EBITDA en diminution de plus de 5 Mds€

L'électricité décarbonée, le principal levier pour atteindre la neutralité carbone de l'économie

Pour le groupe EDF, le renforcement et l'accélération des politiques climatiques visant l'atteinte de la neutralité carbone sont cohérentes avec le modèle d'activité du Groupe, décliné dans son projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». Une transition rapide vers le Net Zero constitue donc une opportunité pour la valorisation des activités du Groupe, basée sur l'accompagnement dans les usages décarbonés et la production d'électricité bas carbone (énergie nucléaire et énergies renouvelables). En cohérence, le scénario *Net Zero* 2050 de NGFS, décliné avec MESSAGEix-GLOBIOM, illustre qu'une stratégie ordonnée pour atteindre la neutralité carbone au niveau mondial repose sur : i) une accélération de l'électrification des usages, ce qui contribue massivement à l'amélioration de l'efficacité énergétique et ainsi, en association avec les actions de sobriété dans les comportements, à la réduction de la demande d'énergie finale ; et ii) sur la décarbonation de la production d'électricité. Mettre en œuvre cette stratégie de manière optimale nécessite d'affecter aux

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-03/edfgroup_net-zero-scenario_facts-figures_va.pdf
(2) *Annual electricity data*, Ember, https://ember-energy.org/data/yearly-electricity-data/

émissions de CO_2 un signal-prix élevé, à la hauteur de leur externalité sur le climat. Le prix du CO_2 élevé favorise la production d'énergie bas carbone : c'est la raison pour laquelle l'EBITDA des activités de production et de commercialisation d'électricité décarbonée du Groupe (énergie nucléaire et énergies renouvelables) est supérieur dans un scénario d'ambition climatique renforcée tel que *Net Zero* 2050, par rapport au scénario de référence *Below 2°C*, et inversement pour le scénario *Current Policies*. Les fourchettes traduisent l'incertitude associée aux variables étudiées, en fonction notamment des choix de modélisation. Le scénario *Net Zero* 2050 voit également une diminution de la part du gaz dans les mix électriques européens à horizon 2035 : la durée d'exploitation des actifs fossiles du Groupe intègre dans son *business plan* l'engagement *Net Zero* du Groupe à 2050 (voir la section 3.2.2.3.2 « Évaluation des émissions verrouillées cumulées »). L'impact sur les activités bas carbone reste largement prépondérant vis-à-vis du reste des activités.

3.2.2.3.2 Évaluation des émissions verrouillées cumulées

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique fossile (gaz, charbon, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil ou en Belgique. Par ailleurs, il participe au développement de nouveaux actifs gaz principalement à l'international, qui pourraient donner lieu à des émissions verrouillées comptabilisées dans le Scope 1. Néanmoins, la durée d'exploitation de ces actifs tient compte de la trajectoire carbone du Groupe compatible 1,5° C et intègre dans son *business plan* l'engagement *Net Zero* du Groupe à 2050.

Le Chantier thermique décarboné, lancé en mars 2021, a pour objectif de proposer une stratégie de décarbonation des actifs existants et en développement (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes »).

De manière générale, et dans la mesure où l'appel des installations thermiques fossiles du groupe EDF est en fonction des conditions de marché et/ou de la gestion de l'équilibre offre-demande en temps réel, EDF attend une baisse du facteur de charge d'un nombre important de ses centrales thermiques fossiles, particulièrement dans les pays du G4, dû à leur déclassement dans le *merit order*, consécutif à l'installation de nouvelle capacité bas carbone.

Les émissions verrouillées correspondent à des émissions futures considérées comme inévitables et liées à des infrastructures, actifs ou produits déjà existants ou planifiés. Dans la mesure où le Groupe maîtrise les contrats qu'il opère, les émissions liées aux ventes de gaz aux clients finaux ne sont pas considérées comme verrouillées.

Actifs existants

En France continentale, en conséquence de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui prévoit la fin du fonctionnement des centrales charbon, la date de fin d'activité de la centrale de Cordemais est prévue pour 2027 (prolongation imposée par l'État). S'agissant des cycles combinés au gaz naturel (Blénod, Martigues, Bouchain), EDF met en œuvre une modernisation de son parc afin d'en réduire les émissions de CO_2, d'oxydes d'azote et d'oxydes de soufre. La fin de période d'exploitation de ces centrales s'étend de 2036 à fin 2041.

En Italie, le parc thermique d'Edison est constitué de 9 CCG, dont deux de nouvelle génération mises en service entre 2023 et 2024 (Marghera Levante 780 MW et Presenzano 760 MW), en cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable. Ces centrales thermiques ont un impact environnemental plus modéré (émissions de CO_2 inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La durée d'exploitation prévue de cette catégorie d'actifs, y compris les autres centrales CCG précédemment mises en service et exploitées par Edison, est généralement de 25 ans. Ces prévisions sont susceptibles d'évoluer et sont mises à jour régulièrement.

Actifs planifiés

En Belgique, Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). Le projet de construction de la nouvelle centrale CCG à Seraing, a été sélectionné dans le cadre du CRM (*Capacity Remuneration Mechanism*), qui vise à rémunérer des moyens de production permettant d'assurer la stabilité du système électrique. Les travaux ont démarré à l'automne 2022 et la date de mise en service est communiquée au marché via le système européen de régulation REMIT. D'autres actifs sont sollicités pour répondre au mécanisme CRM à partir du 1er novembre 2025.

3.2.2.3.3 L'utilisation d'un prix interne du carbone pour orienter les investissements

Les projets d'investissement du groupe EDF sont passés au crible de sa stratégie et de son engagement « Zéro émission nette » sur l'ensemble de ses émissions directes et indirectes d'ici 2050. EDF s'appuie sur un prix interne du carbone correspondant à une modélisation du prix réel attendu du quota EU-ETS, sur la base de corps d'hypothèse macro-économiques et d'ambition climatique variés.

Ces scénarios sont construits en considérant différents paramètres, en particulier la croissance du PIB, les prix des matières premières, les coûts des technologies, les réglementations climatiques et énergétiques, et notamment les politiques publiques telles le *Fit-for-55* et *Repower EU* à la maille européenne, ou la Stratégie nationale bas carbone à la maille française. Ils intègrent également des hypothèses contrastées concernant les trajectoires des prix de l'EU-ETS à moyen et long termes, issues d'un processus impliquant modélisation et contributions d'experts. Le processus s'appuie également sur des sources de données externes telles que les projections d'analystes à court et moyen termes, les modélisations long terme de l'AIE, ou les études du PIK (*Potsdam Institute for Climate Impact Research*). La fourchette du prix du carbone actuellement retenue par EDF dans ses scénarios est de l'ordre de 60 à 195 euros/tCO_2 à l'horizon 2040, avec un prix médian de 155 euros/tCO_2. En 2025, 79 % des émissions Scope 1 du Groupe étaient couvertes par l'ETS1. EDF anticipe la conformité avec l'ETS2, qui impliquera la mise en place d'un prix interne du carbone portant sur les ventes de gaz du Groupe inclus dans le périmètre. Le système ETS2 sera opérationnel en 2027.

Ces scénarios sont également utilisés pour les tests d'évaluation des actifs dans les états financiers : ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2025 intègrent les prix du CO_2 à 135 €$_{2023}$/t pour 2030, 175 €$_{2023}$/t pour 2040, 220 €$_{2023}$/t pour 2050.

L'analyse de scénarios de transitions, intégrant différentes trajectoires de prix du carbone (voir la section 3.2.2.3.1 « L'analyse scénarisée des risques de transition »), permet l'identification des risques et opportunités associés aux projets du Groupe et de tester leur résilience vis-à-vis de scénarios de transition. Elle contribue ainsi à l'orientation des investissements du Groupe.

Pour les investissements dans les zones non réglementées par un prix du carbone, les émissions de carbone sont prises en compte dans le choix des technologies. EDF examine attentivement les technologies utilisées dans chaque pays et s'efforce de choisir les meilleures technologies disponibles qui sont en ligne avec les futures trajectoires de décarbonation.

3.2.2.3.4 L'analyse scénarisée des risques physiques

L'évaluation des risques physiques pour une installation nécessite d'identifier trois composantes : les aléas climatiques, le niveau d'exposition et la vulnérabilité de l'installation. L'analyse par scénarios permet d'évaluer l'évolution possible des aléas dans le temps, en fréquence et en intensité. Couplée à l'exposition et la vulnérabilité des actifs du Groupe, qui varient grandement selon les entités, elle permet la définition des risques physiques du Groupe. Ainsi, chaque grand métier a la responsabilité d'élaborer son propre plan d'adaptation, avec la mise en place d'une coordination au niveau du Groupe (voir la section 3.2.2.2.1 « Politique liée à l'adaptation au changement climatique »).

Pour l'évaluation quantitative des risques physiques liés au changement climatique (chroniques et aigus), le groupe EDF utilise les simulations issues des exercices CMIP (*Coupled Model Intercomparison Project*) dont les résultats nourrissent les rapports d'évaluation du GIEC. Il s'agit, pour le 5e exercice CMIP5, des simulations forcées par les scénarios RCP (*Representative Concentration Pathways*) utilisées pour le 5e rapport d'évaluation. Les études d'impact menées par EDF sont progressivement mises à jour avec les simulations du dernier exercice, CMIP6, sur lesquelles se base le dernier rapport d'évaluation du GIEC (AR6). Elles sont forcées par les scénarios SSPX-Y.Z (*Shared Socioeconomic Pathways* – X étant le numéro du scénario, Y.Z étant la valeur du forçage radiatif en fin de siècle).

Les projections climatiques forcées par le scénario d'émissions les plus élevées (SSP5-8.5) mènent en moyenne à une hausse supérieure à 5 °C à l'horizon 2100 par rapport à l'ère préindustrielle. Au-delà de l'incertitude associée au choix du scénario, les projections climatiques sont soumises à une incertitude liée aux choix de modélisation, ainsi qu'à la variabilité interne du climat. Le choix de couples modèles-scénarios ou l'utilisation des moyennes d'ensemble issues du grand nombre de modèles permettent d'instruire l'évolution en intensité et en probabilité des aléas climatiques et l'impact potentiel de ces aléas. C'est une étape nécessaire à la conception et à la mise en œuvre de solutions d'adaptation.

Scénarios utilisés	Le service climatique d'EDF établi à la R&D travaille pour l'ensemble du groupe EDF. Basé sur trois piliers : données, outils et expertises, ce service climatique permet à EDF de travailler avec une base de données climatiques homogène et cohérente. Ainsi, EDF se base sur des simulations produites par 19 modèles forcés parmi trois scénarios pouvant être utilisés pour les études d'impact climatique des installations du Groupe : le SSP2-4.5, le SSP3-7.0 ou le SSP5-8.5. EDF s'appuiera progressivement, au fil de la mise à jour des études sur les simulations CMIP6 pour les études d'impact déjà réalisées à partir des simulations CMIP5.
Périmètre	Projections climatiques globales avec descente d'échelle statistique adaptée pour chaque étude à l'installation considérée.
Principaux phénomènes considérés	Température de l'air (rendement des centrales nucléaires et thermiques, capacité de transport des réseaux de distribution, risque d'incendie, productible PV). Débit et température des fleuves (productible hydraulique et nucléaire, risque d'inondation). Niveau et température de surface de la mer (submersion des infrastructures et productible nucléaire). Vent et rayonnement (productible éolien et PV). Événements extrêmes : tempêtes et inondations, canicules, étiages sévères (endommagement des moyens de production et de distribution, productible nucléaire et hydraulique).
Horizon temporel considéré	Moyen à long terme (2050 à 2100) en raison de la longue durée de vie technique des infrastructures de production et de distribution d'électricité d'EDF. À noter que les scénarios d'émissions conduisent à des évaluations d'impact significativement différentes seulement à partir de 2050, du fait de l'inertie du système climatique et de l'impact prévisible des émissions historiques.

Résultats obtenus

	Aléas climatiques	Impact potentiel sur les opérations du Groupe
Risques chroniques	**Hausse des températures** **Niveau de la mer** **Précipitations moyennes**	♦ Baisse du productible hydraulique ; baisse du rendement thermodynamique des installations ; prolifération d'organismes entraînant un colmatage de la prise d'eau ; développement microbien dans les circuits de refroidissement ; risque de submersion d'ouvrages en bord de mer. ♦ Baisse de capacité des lignes de transport. ♦ Baisse de la demande de chauffage, augmentation de la demande de climatisation.
Risques aigus	**Vagues de chaleur** **Sécheresse** **Précipitations extrêmes** **Tempêtes**	♦ Baisse du productible nucléaire pour respecter la réglementation environnementale ; demandes de soutiens d'étiage accrues ; vieillissement accéléré des matériaux. ♦ Baisse de capacité des réseaux, risque d'incendie. ♦ Renchérissement des coûts d'assurance, dégradation des conditions de travail des salariés et prestataires. ♦ Dégradation voire arrêt temporaire des moyens de production, impact des crues plus intenses. ♦ Coupures de réseaux.

♦ *Production* ♦ *Transport et distribution* ♦ *Commercialisation* ♦ *Tous métiers*

Le productible est le principal enjeu en fonctionnement normal : il peut être affecté par la hausse des températures, les vagues de chaleur et les baisses de débit en résultant pour l'hydraulique et le nucléaire. La production photovoltaïque est également négativement impactée par les fortes températures. Les évènements extrêmes tels que les crues peuvent endommager des installations et infrastructures.

Le changement climatique va réduire le productible pilotable EDF en France à l'horizon 2050, sans nécessairement impacter le niveau de service du système électrique français. EDF réalise des exercices de modélisation visant à évaluer l'évolution du productible par technologie en tendanciel à horizon 2050 sur le parc français. Les projections climatiques actuellement utilisées sont issues de trois modèles régionaux EURO-CORDEX et correspondent à la trajectoire d'émissions la plus pénalisante (RCP 8.5) du 5e rapport du GIEC (CMIP5).

La méthodologie utilisée par EDF pour évaluer les pertes de productible des CNPE liées à l'évolution du climat fait l'objet de publications scientifiques. À parc constant et sans prise en compte de mesures d'adaptation, EDF anticipe – du fait du changement climatique – une perte de productible annuel (sur critères environnementaux) d'environ 5,6 TWh en 2050, représentant environ 1,5 % du productible nucléaire EDF en 2050 (facteur 3,6 par rapport aux pertes annuelles moyennes observées sur 2000-2020). Le plan d'action mis en place par EDF, et structuré autour des cinquièmes visites décennales du programme Grand Carénage, vise à réduire ces potentielles pertes au minimum. Le parc nucléaire français a produit 373,03 TWh en 2025. Concernant l'hydroélectricité, dont la production a atteint 46,39 TWh en 2025, EDF envisage une réduction du productible d'environ 1 TWh par décennie, soit 3 TWh en 2050 par rapport à 2020. Cette valeur doit être analysée au regard de la variabilité naturelle de la ressource en eau d'environ 20 TWh entre une année très sèche et une année très humide, et à une perte de production associée à la hausse de débits réservés (loi LEMA) de 2 TWh. Les besoins de soutien d'étiage servant d'adaptation au changement climatique (pour les usages et les milieux) sont susceptibles de croître à l'avenir, possiblement au détriment de la production hydroélectrique. La production thermique, qui représente 27,19 TWh, ne devrait pas être impactée significativement. Enfin, la production solaire et éolienne représentait 29,23 TWh en 2025. EDF envisage une augmentation modérée du productible éolien, avec une tendance à la baisse du vent, associée à une confiance modérée sur la tendance et l'amplitude, compensée par une adaptation technologique avec des turbines plus performantes. L'exercice de modélisation projette une légère tendance à la hausse de l'ensoleillement et du productible solaire.

EDF distingue les enjeux de sûreté des enjeux de disponibilité de ses infrastructures. Le dispositif de sûreté nucléaire intègre l'adaptation au changement climatique dans ses référentiels. Ainsi, les aléas climatiques sont réévalués régulièrement et avant chaque visite décennale. Ils sont pris en compte dans les démonstrations de sûreté validées par l'ASNR. Le parc nucléaire est aussi soumis à des limites réglementaires : prélèvements d'eau et rejets thermiques. Ces limites réglementaires, propres à chaque site, visent notamment à limiter les impacts sur le milieu aquatique en aval. Dans un contexte de changement climatique, la disponibilité de certains sites pourrait se voir impactée.

En 2024, la filière de production nucléaire en France a engagé des études pour évaluer la faisabilité technique d'une reconception, en tout ou partie, des circuits de réfrigération des réacteurs en circuit ouvert de la vallée du Rhône par des circuits fermés. L'étude de faisabilité aura pour finalité de rechercher le meilleur compromis, en prenant en compte les prélèvements et les consommations d'eau, les rejets thermiques, les rejets chimiques, l'impact visuel sur le paysage, l'impact sur la production d'électricité.

Les centrales nucléaires récemment construites (Flamanville 3) ou en cours de construction (Hinkley Point C, Sizewell C) du groupe EDF ont toutes été dimensionnées en prenant en compte les résultats des études d'impact climatique, et notamment les perspectives de hausse du niveau de la mer associée à des houles exceptionnelles. Ainsi pour la centrale de Hinkley Point C (Somerset, Royaume-Uni), une digue de 13,5 mètres de haut a été construite. Cet horizon de temps permet de couvrir à la fois les périodes de fonctionnement et de démantèlement de l'installation. Pour la centrale de Sizewell C (Suffolk, UK), la hauteur de la digue a été fixée à 10,2 mètres, traduisant la plus faible amplitude des marées de la mer du Nord comparée à celle du canal de Bristol.

Le choix des sites d'implantation pour le programme nucléaire français de six réacteurs de type EPR2 (en tranche ferme) prend en compte les impacts climatiques. Deux des trois premiers sites choisis par EDF pour construire les nouveaux réacteurs nucléaires sont en bord de mer. Le troisième site est situé en bord du Rhône, le fleuve le plus puissant de France par son débit. Les nouveaux réacteurs construits en bord de fleuve sont systématiquement équipés de tours aéroréfrigérantes, permettant de réduire la vulnérabilité de leur production à l'élévation de la température des fleuves.

Concernant l'exposition aux évènements extrêmes de type tempête, cyclone, inondation et incendie, les activités du groupe EDF identifiées comme les plus à risque sont, d'une part, les réseaux de distribution en France métropolitaine (Enedis), et d'autre part, les activités réseaux de transport et de distribution insulaires d'EDF SEI. L'exposition à ces aléas est prise en compte dans les plans d'adaptation des entités en question et fait l'objet de mesures d'adaptation (voir la section 3.2.2.2.2 « Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique »). Les centrales nucléaires ont des niveaux de sécurité déjà très élevés et leur adaptation aux évènements physiques les plus extrêmes fait l'objet d'un réexamen décennal.

Ces résultats sont cohérents avec les analyses conduites par ailleurs par RTE, qui considère, vu d'aujourd'hui, que l'intensification attendue des canicules et sécheresses représente un risque faible pour la sécurité d'approvisionnement en France continentale à l'horizon 2050. En effet, en période estivale, la consommation électrique est moins importante qu'en hiver et le développement de la production PV, les flexibilités court terme, ainsi que la sollicitation de moyens thermiques de pointe décarbonés ou les imports sont vus comme suffisants pour continuer d'assurer l'équilibre de l'offre-demande du système électrique national même en cas de baisse de la disponibilité du nucléaire pour raison environnementale. Cependant, cette analyse est susceptible d'évoluer à la suite de la mise à jour de cette étude par RTE qui est prévue en 2026 dans le cadre du PNACC-3. Au cours des prochaines décennies, la nature du risque sur la sécurité d'approvisionnement électrique évoluera avec des périodes de tension qui interviendront principalement lors de périodes combinant températures faibles et absence de vent. Les projections de prix long terme du Groupe, qui déterminent la rentabilité des investissements, prennent en compte l'impact des aléas climatiques sur l'offre et la demande, via des chroniques climatiques basées sur le modèle européen EUROCORDEX, qui intègrent les impacts du changement climatique (voir, pour plus de détails sur les impacts financiers, la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.3 ESRS E2 – Pollution

Le terme pollution introduit dans le règlement délégué 2023/2772 de la Commission du 31 juillet 2023 correspond à l'introduction directe ou indirecte, par l'activité humaine, de substances, vibrations, chaleur, bruit, lumière ou tout autre contaminant présent dans l'air, l'eau ou le sol, susceptibles de porter atteinte à la santé humaine et/ou à la qualité de l'environnement.

Pour une plus grande clarté pour la norme ESRS E2, le terme « rejets » sera utilisé dans le document pour qualifier les émissions de substances dans l'environnement encadrées par les autorisations délivrées par les autorités compétentes.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les IRO suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

	IRO		Chaîne de valeur
●	Impact négatif	■□□	Amont
●	Impact positif	□■□	Opérations propres
●	Risque	□□■	Aval
●	Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Pollution de l'air, de l'eau et des sols (voir les sections 3.2.3.2 et 3.2.3.3)	● *(1)* ■□□ Rejets avec effets potentiels dans l'air, l'eau et les sols	• Des rejets dans l'air interviennent via la combustion thermique. • Des rejets avec effets potentiels dans l'air, l'eau et les sols peuvent intervenir via les éventuels incidents d'exploitation ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe.	Court et long termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Pollution de l'air, de l'eau et des sols (voir la section 3.2.3.4)	● *(1)* □■□ Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraîner des coûts supplémentaires, notamment de dépollution des sols, et compliquer la mise en conformité des installations existantes.

La production d'électricité d'origine thermique et de chaleur pour les réseaux de chaleur urbains provoque des rejets de substances dans l'air issues de la combustion. En cas d'incident d'exploitation, toute activité industrielle est susceptible de porter atteinte à l'environnement.

Par ailleurs, dans la chaîne de valeur amont indépendamment de la filière concernée, les ressources issues de l'exploitation minière et fossile ainsi que les équipements nécessaires pour la construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie peuvent émettre des substances dans l'eau, les sols et l'air. Le Groupe s'appuiera sur les analyses de matérialité réalisées et publiées par ses fournisseurs pour affiner les IRO à prendre en considération pour la chaîne de valeur amont (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs »).

Lors de l'analyse de double matérialité, les impacts, risques et opportunités ont été considérés à une échelle nationale ou supranationale. Toutefois, les spécificités des sites sont bien prises en compte dans les études d'impact, réalisées en amont de la mise en exploitation des projets.

Ces études intègrent les substances de l'annexe II du règlement (CE) n° 166/2006 du Parlement européen E-PRTR, en cohérence avec les activités industrielles analysées. **Les seules substances identifiées comme pouvant avoir un impact matériel** sur l'environnement et la santé, en accord avec les études réalisées, sont **les rejets d'oxydes d'azote (NO_x), d'oxydes de soufre (SO_2) et poussières dans l'air** des installations thermiques de production d'électricité ou de chaleur. Ces substances sont les marqueurs de la combustion, les plus émises par le Groupe, pouvant être source d'interrogation au niveau d'un territoire (national ou local). Elles font donc l'objet d'un suivi particulier par le Groupe (voir la section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières »).

La non-matérialité des autres rejets dans l'eau et l'air s'appuie sur le fait que ces rejets sont encadrés par une réglementation stricte, spécifique à chaque site et chaque pays, établie et contrôlée par les autorités en charge de l'application de la réglementation environnementale locale (par exemple, pour la France, il s'agit des DREAL pour les installations classées ICPE [1] et de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) pour le parc nucléaire). EDF s'assure du respect de ces limites de rejets et met en place un programme de contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement. Ainsi, les études d'impact, incluant un volet sanitaire, réalisées en amont des projets et l'application des limites de rejets permettent de s'assurer de l'absence d'impact significatif sur l'environnement et les parties prenantes. De plus, pour les centrales nucléaires de production d'électricité, la surveillance de l'environnement réalisée par chaque site confirme l'absence d'incidence notable des rejets chimiques liquides sur le milieu aquatique.

D'autres rejets, qui ne sont pas encadrés par le règlement E-PRTR, n'ont pas été retenus comme matériels dans l'analyse de matérialité :

- **rejets radioactifs dans l'eau et l'air :** une infime partie des radionucléides générés/produits lors du fonctionnement d'une centrale nucléaire se retrouve *in fine* dans les effluents gazeux et liquides rejetés dans l'environnement. Les rejets réalisés dans le milieu aquatique ou dans l'atmosphère sont toujours opérés après contrôles, traitements et analyses préalables de leur composition, auxquels s'ajoutent des dispositifs de prélèvements et de mesure en continu de la radioactivité pendant le rejet. Grâce aux améliorations et optimisations des systèmes de collecte et de traitement des effluents apportées en continu depuis la mise en exploitation des premières centrales, à la rigueur d'exploitation au quotidien et à la formation/sensibilisation des équipes à une réduction à la source de la production des effluents, les rejets radioactifs ont atteint un niveau très bas, bien inférieur aux limites réglementaires accordées par les autorités. Pour les centrales nucléaires exploitées en France et situées en bord de rivière, les études récentes réalisées pour les installations situées en bord de Rhône, Loire et Vienne montrent que les rejets liquides de ces installations n'ont pas d'impact significatif ni sur le milieu aquatique, ni sur la santé humaine, et qu'ils n'altèrent pas les usages de l'eau. Les doses efficaces liées au cumul des rejets d'effluents radioactifs liquides et gazeux représentent moins de 1/1 000 de la valeur limite réglementaire d'exposition d'une personne du public fixée à 1 mSv/an dans le Code de la santé publique ;

(1) Installations classées pour la protection de l'environnement.

- **rejets thermiques dans l'eau :** l'eau des fleuves et rivières utilisée pour le refroidissement des centrales nucléaires est échauffée de quelques degrés pour les huit réacteurs nucléaires en circuits ouverts, situés sur le Rhône, et de quelques dixièmes de degrés à environ 1 °C en période d'étiage pour les autres réacteurs en circuits fermés (il s'agit de l'échauffement après dilution des rejets dans les cours d'eau ; cet échauffement est plus important lorsque les débits sont plus faibles). Les rejets thermiques sont encadrés par une réglementation stricte, spécifique à chaque site, afin de limiter l'échauffement du milieu. Au-delà du respect de la réglementation, le Groupe étudie l'impact de l'augmentation de la température de l'eau sur les écosystèmes aquatiques, avec des suivis hydrobiologiques de long terme depuis la mise en service des centrales ainsi que des programmes de recherche pluriannuels et multi-partenaires depuis 2008 (programmes Thermie-Hydrobio). Les derniers résultats [1] de ces programmes montrent que les rejets thermiques des centrales nucléaires n'ont pas eu d'influence significative sur les peuplements piscicoles et qu'il n'y a pas de différence significative sur les tendances biologiques observées à l'amont et à l'aval des centrales nucléaires pour le phytoplancton, les invertébrés et les poissons. Les changements globaux sont les principaux déterminants des changements observés dans le fonctionnement des écosystèmes aquatiques.

De même, les potentielles nuisances lumineuses et sonores n'ont pas été estimées à un niveau matériel sur les sites industriels en exploitation du fait des mesures mises en place pour les prévenir, conformément aux études d'impact réalisées avant tout nouveau projet.

Pour des informations sur la gestion des déchets conventionnels et des déchets radioactifs, voir la section 3.2.6.3 « Économie circulaire – Déchets ».

D'autre part, le Groupe n'a pas identifié d'incidents [2] ayant des effets financiers liés à l'élimination de la pollution de l'air, de l'eau ou des sols ou des coûts relatifs à des indemnisations, des dommages ou amendes infligés par les pouvoirs publics et dont la survenance de l'incident est antérieure à cinq ans.

Pour identifier les risques et opportunités matériels des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme *Nature Positive Energy System* du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés affectées ont été intégrés indirectement via ces différentes sources.

Dans le cadre du processus d'analyse de double matérialité du présent exercice de la CSRD, le Groupe n'a pas mené de consultations directes avec les communautés affectées.

Les rejets dans l'environnement peuvent avoir un impact potentiel sur les communautés locales, ce point est développé dans la norme S3. Dans le cadre du développement des projets du Groupe, une phase de dialogue et de concertation avec les parties prenantes est prévue. Le dialogue se fait directement avec les communautés concernées ou avec leurs représentants légitimes ou encore avec des mandataires en fonction des projets et de leur contexte réglementaire et local (voir les sections 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées », 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations » et 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »).

Des impacts actuels significatifs ont été évalués pour les risques et opportunités matériels, voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

3.2.3.1 Politiques en matière de maîtrise de la pollution

Le groupe EDF tend à limiter son empreinte environnementale, tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, en minimisant l'utilisation des ressources naturelles, en veillant à mettre en œuvre une gestion responsable du foncier et en contribuant à une gestion intégrée et durable de l'eau, engagements retranscrits dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »). Le groupe EDF s'engage également en faveur de la sécurité et de la santé de tous, notamment en matière de santé environnementale, et de maîtrise de ses émissions dans l'air et l'eau. Chaque nouveau projet est analysé au regard de son impact sur l'environnement et sur les riverains.

Dans ce cadre, le groupe EDF assure la maîtrise de ses émissions par le respect des réglementations environnementales applicables et la mise en œuvre de son Système de management de l'environnement (SME) (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Dès la conception des installations

EDF réalise en amont de la mise en service de ses installations une analyse de l'impact environnemental, partagée avec les autorités compétentes, pour évaluer les effets significatifs. Cette démarche permet d'identifier les effets probables sur l'environnement le plus tôt possible et vise à éviter, réduire ou compenser ces effets. En France, cette démarche est encadrée par le Code de l'environnement (article L. 122-1) : l'évaluation environnementale d'un projet est un processus impliquant la production d'une étude d'impact environnemental par le maître d'ouvrage, la réalisation de consultations administratives (autorité environnementale et collectivités territoriales, notamment) et du public (enquête publique en règle générale).

En complément, afin d'éviter ou de minimiser les émissions dans l'atmosphère, les eaux et les sols, le Groupe se réfère aux meilleures techniques disponibles (MTD), décrites dans des documents de référence appelés BREF (*Best available Technique References*), élaborés par la Commission européenne en concertation avec les parties prenantes (industriels, États, ONG...), applicables en Europe et révisés périodiquement.

En phase d'exploitation normale

- **Respect de la réglementation environnementale :** sur l'ensemble de ses sites de production thermique et nucléaire, EDF s'assure du respect des limites des rejets thermiques et chimiques dans l'air et dans l'eau autorisés par les autorités compétentes telles que la DREAL (parc thermique) ou l'ASNR (parc nucléaire) en France et par toute autre autorité compétente dans le reste des pays où le groupe EDF opère. Les autorisations de rejet limitent les teneurs en substances chimiques et radioactives dans l'eau et les rejets thermiques induits par les circuits de refroidissement à des valeurs permettant la protection des milieux aquatiques. En matière de rejets atmosphériques, l'Inspection des installations classées veille au respect des valeurs limites d'émission des installations dans son périmètre. Elle conduit des contrôles pour vérifier le respect des prescriptions figurant dans l'arrêté préfectoral spécifique à l'installation, via par exemple des visites de site, sur la base des documents d'autosurveillance transmis ou de contrôle éventuel d'organismes agréés. Par ailleurs, les installations exerçant une activité visée à l'annexe I du règlement (CE) n° 166/2006 E-PRTR sont soumises à la déclaration annuelle de leurs rejets. En France, les installations concernées font une déclaration sur la plateforme GEREP, déclaration qui est automatiquement transmise au service d'inspection, en charge du contrôle de l'établissement. L'Inspection des installations classées effectue un contrôle des déclarations adapté aux enjeux en termes de rejets. Les données déclarées dans GEREP alimentent le registre français des rejets et des transferts de polluants (IREP) ainsi que le registre européen des polluants E-PRTR. Le registre européen contribue à la transparence et à la participation du public en matière de décision environnementale.

(1) www.edf.fr/groupe-edf/inventer-lavenir-de-lenergie/rd-un-savoir-faire-mondial/toutes-les-actualites-de-la-rd/restitution-du-programme-thermie-hydrobiologie-2016-2020-de-la-rd-dedf

(2) Les incidents ou accidents en France et à l'étranger ainsi que leurs conséquences financières selon ces critères européens et qui ont ou auraient pu porter atteinte à la santé ou la sécurité publique ou à l'environnement sont répertoriés dans la base ARIA (Analyse, Recherche et Information sur les Accidents), publiée par le Bureau d'analyse des risques et pollutions industriels (BARPI) concerne les installations de production d'électricité ICPE/SEVESO (à risque spécial).

- **Contrôle des effluents et surveillance environnementale :** les sites industriels du Groupe sont soumis à une réglementation stricte en matière de surveillance de l'impact environnemental de leurs émissions et rejets pour s'assurer de l'absence d'impact notable environnemental et sanitaire. Cette surveillance, adaptée suivant les sites, repose sur deux approches complémentaires :
  - > des mesures en continu *in situ*, permettant une détection rapide d'éventuelles anomalies,
  - > des campagnes de prélèvements et mesures régulières, réalisées dans les compartiments atmosphérique, terrestre et aquatique, dont les eaux souterraines. Les échantillons sont ensuite analysés en laboratoire selon des protocoles adaptés. Ces mesures sont mises en œuvre conformément aux exigences réglementaires et assurent une fonction de suivi de routine.

  À cela s'ajoutent, de manière volontaire et responsable, des campagnes de prélèvements et mesures d'expertise pour approfondir la compréhension du devenir environnemental des substances rejetées. Chaque site nucléaire de production d'électricité réalise ainsi, en complément des mesures réalisées en continu, plus de 10 000 mesures chimiques et radiochimiques par an. Les données associées sont accessibles au public en ligne [1].
- **Amélioration continue :** les entités du Groupe mettent en œuvre un programme d'élimination ou de substitution de certaines substances chimiques par des produits plus respectueux de l'environnement lorsque cela est techniquement possible. Ces travaux visent en priorité les substances CMR (cancérigènes, mutagènes et reprotoxiques) ou considérées comme préoccupantes. L'application des MTD dans les processus des installations en lien avec la maîtrise des pollutions permet d'assurer une gestion optimisée des effluents produits. Dans ce cadre, les substances préoccupantes pouvant avoir un impact sur l'environnement font l'objet d'actions pour les éliminer.

  Le groupe EDF n'utilise plus de produits phytosanitaires pour l'entretien des espaces extérieurs des sites industriels d'EDF hormis pour les zones sensibles pour des raisons de sécurité et/ou de sûreté. Des travaux sont en cours pour trouver des alternatives aux produits phytosanitaires sur ces zones spécifiques encore traitées. Ainsi, concernant les postes sources, Enedis, depuis mi-2022, a décidé d'arrêter l'utilisation des produits phytosanitaires (sauf sur les surfaces sur lesquelles leur utilisation est nécessaire pour maîtriser les risques de sûreté et de sécurité) et de construire tous ses nouveaux postes sources, de façon à éviter l'usage ultérieur des produits.

En cas de situation incidentelle

Le Groupe a une organisation opérationnelle d'identification, de gestion et de suivi des évènements concernant l'eau, l'air et les sols. Elle est intégrée au SME (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »). EDF met en place les axes suivants :

- **surveillance environnementale associée aux émissions et rejets :** voir la section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution » ;
- **anticipation des évènements potentiels :** localement, chaque unité opérationnelle et société du Groupe identifie les évènements potentiels qui pourraient avoir un impact environnemental et identifie les actions de maîtrise associées ;
- **exercices de gestion de crise :** la politique Groupe de gestion de crise prévoit notamment des tests réguliers des organisations de crise au travers d'un programme annuel d'exercices de crise (voir la section 3.4.5 « Sûreté et gestion de crise ») ;
- **suivi des incidents :** une organisation est mise en place pour suivre et communiquer sur les évènements environnementaux relevant de la responsabilité de chaque site. Les évènements environnementaux majeurs doivent être remontés et faire l'objet d'une analyse ;
- **retours d'expériences des crises vécues internes et externes au Groupe :** le retour d'expérience est pris en compte dans les études de risques et les actions de maîtrise. À ce titre par exemple, le retour d'expérience de l'incendie survenu en 2019 à l'usine Seveso de Lubrizol de Rouen a été intégré dans les analyses, et les arrêtés complémentaires relatifs aux stockages des liquides inflammables et aux matières toxiques sont d'application et donc intégrés sur les outils industriels ICPE du Groupe.

En post-exploitation

Le Groupe a engagé un programme de déconstruction d'actifs industriels dont l'exploitation a cessé, avec si besoin un contrôle des rejets et une surveillance de l'environnement et parfois des opérations de réhabilitation des sols (voir la section 3.2.3.3 « Actions relatives à la dépollution dans les sols »).

3.2.3.2 Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières

3.2.3.2.1 Actions relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

Le groupe EDF mène depuis de nombreuses années des actions dans le domaine de la qualité d'air ambiant, qui visent à suivre, maîtriser et réduire ses émissions atmosphériques. Ces actions conduisent en particulier le Groupe à faire évoluer son parc de production thermique.

Les installations thermiques existantes, qui représentaient en 2025 de l'ordre de 6 % de la production d'électricité du Groupe, disposent d'un cadre réglementaire compatible avec les politiques en vigueur dans le domaine de la qualité d'air, cadre réglementaire qui induit une analyse de risque avant la mise en service, un respect de seuil, un suivi à l'émission et dans certains cas dans l'environnement. Pour les nouvelles installations type cycles combinés gaz, les meilleures technologies disponibles (MTD) sur le marché sont adoptées pour obtenir une efficacité énergétique attendue de plus de 60 %. Ces installations plus performantes, telles que la récente centrale de Presenzano, sont moins émettrices en oxydes d'azote (réduction de l'ordre de 60 % par rapport à des installations de même taille), oxydes de soufre et poussières.

Dans certains cas, des installations thermiques sont remplacées par des technologies non émettrices de NO_x ou SO_2, telles que des micro-grids 100 % EnR dans les systèmes insulaires (cas de systèmes isolés). Par ailleurs, dans les systèmes insulaires, des actions de réduction des émissions de NO_x sont menées, au cas par cas : optimisation des procédés de traitement des fumées, ou réduction du nombre d'heures de fonctionnement pour certaines turbines.

Les deux actions de transformation du parc de production qui auront un impact significatif sur les émissions du Groupe sont :

- la conversion aux bioliquides des installations thermiques, en particulier insulaires, en remplacement de combustibles fossiles. Ce combustible peu soufré conduira à une réduction significative des émissions de SO_2 du Groupe (voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes », paragraphe « Décarbonation des territoires insulaires ») ;
- l'arrêt du charbon en 2030 (2027 pour la France) : voir la section 3.2.2.1.2.1.1 « Réduction des émissions directes ». La combustion du charbon induit des émissions de substances telles que du SO_2 et des poussières. Ces émissions proviennent des impuretés présentes dans le charbon.

En complément des actions menées sur son parc de production, EDF dispose d'un programme R&D sur le sujet et contribue à des actions de prévention et de recherche sur l'impact sanitaire de la pollution atmosphérique en s'impliquant par exemple dans l'Association pour la prévention de la pollution atmosphérique (APPA) et le Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA) et en étant un membre actif de la Société française de santé environnement (SFSE).

(1) Les données sont disponibles sur les mini-sites internet de chaque CNPE et sur le site internet du Réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement (https://mesure-radioactivite.fr/#/).

En 2025, le Groupe a mené des actions pour maîtriser ou réduire les émissions atmosphériques de ses installations :

- dans les territoires insulaires, la conversion engagée aux bioliquides des installations thermiques a des effets positifs sur les émissions de CO_2, de SO_2 et des poussières en particulier. Sur le parc thermique France continentale, des essais de bioliquides ont été menés (turbines à combustion de Vaires) en 2024 ;
- en France continentale, l'utilisation du gazole non routier (GNR) à la place du fioul (FOD) sur les TAC fioul, à partir de fin 2025 contribuera également à réduire les émissions de SO_2 ;
- la sortie de certaines installations Edison Next Poland et la vente de Sesto San Giovanni (technologies à combustibles fossiles) réduisent le périmètre des installations du Groupe susceptibles d'émettre des substances dans l'air.

3.2.3.2.2 Cibles relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

Les émissions (NO_x, SO_2, poussières) des sites de production du groupe EDF sont encadrées par une réglementation locale ou nationale. Chaque site, en fonction de sa particularité (type de centrale, zone de stockage, etc.) est assujetti à des valeurs limites d'émissions de polluants qui peuvent être spécifiques, basées sur des études scientifiques, fixées par l'administration par arrêté de rejet.

Traduire les limites d'émissions des sites de production en cibles génériques exhaustives à la maille du Groupe concernant la pollution de l'air est peu pertinent. Par ailleurs, le fonctionnement des installations de combustion émettrices de ces substances est très variable d'une année sur l'autre et dépend de l'équilibre global du système électrique.

Le Groupe a choisi de définir une cible Groupe liée à la réduction spécifiquement d'oxydes de soufre émis par les installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe, à l'horizon 2035 pour prévenir l'acidification de l'atmosphère :

Cible	Référence	Revue	Périmètre	2025
Réduction du flux d'émissions de SO_2 de 75 % en 2035	2019	Annuelle	Installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe	- 46 %

Les entités du Groupe contributrices ont été sollicitées pour définir cette cible. La chronique des émissions en SO_2 entre 2017 et 2023 a été étudiée pour pointer les principales sources d'émissions et identifier les actions majeures de réduction des émissions de SO_2. La tenue de cette cible SO_2 est entre autres conditionnée par la mise en œuvre des deux actions de transformation du parc, mais est aussi dépendante de facteurs externes tels que la réglementation ou la politique énergétique. La cible de réduction de 75 % du flux de SO_2 sera à atteindre en 2035, sans objectif intermédiaire.

La cible de réduction du flux annuel de SO_2 est un marqueur de la réduction des émissions du Groupe en particulier en France, ce qui participera à une amélioration de la qualité de l'air. La cible de réduction globale du flux de SO_2 du groupe EDF est un engagement volontaire.

Concernant les NO_x et les poussières, le Groupe a déjà mené des actions d'ampleur pour tenir son engagement de réduction de 50 % de ses émissions entre 2005 et 2020 : fermeture des tranches fioul de 700 MW, modernisation du parc de production, avec en particulier la mise en place de système de traitement des fumées. Le Groupe respecte les seuils réglementaires applicables définis pour chacun de ses sites, et met sous assurance qualité ses données avec un suivi adapté.

3.2.3.2.3 Indicateurs relatifs aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières)

La liste des substances émises dans l'atmosphère suivie par les installations de combustion du Groupe peut varier en fonction de la réglementation locale ou du type d'installation. Une analyse des émissions des installations du Groupe a été menée par rapport aux seuils donnés par la réglementation E-PRTR. Ci-dessous sont présentées les valeurs pour les trois principaux polluants atmosphériques, marqueurs du parc de production thermique du Groupe : SO_2, NO_x et poussières. Ces polluants historiquement suivis par le Groupe représentent les flux de polluants les plus importants du Groupe.

Les substances émises dans l'atmosphère sont :

Périmètre	Revue	Indicateurs associés *(kt)*	2024	2025
Installations thermiques de production d'électricité et de chaleur du Groupe	Annuelle	SO_2	10	10
		NO_X	28	28
		Poussières	3	3

Les émissions 2025 de NO_x au périmètre Groupe sont de 28 kt, stables par rapport à 2024.

La conversion au bioliquide initiée des installations thermiques insulaires contribue à la baisse des émissions de SO_2 depuis 2019 pour atteindre 10 kt en 2025.

Précisions sur les indicateurs

Différentes méthodes d'évaluation sont autorisées par la réglementation pour déterminer le flux d'un polluant atmosphérique. La méthode à utiliser dépend du type de polluant à évaluer, de l'installation concernée et peut être spécifiée dans certains cas par la réglementation applicable. La mesure et le calcul seront les méthodes privilégiées pour l'évaluation du flux de SO_2, NO_x et poussières. La mesure d'une concentration d'une substance pourra être effectuée en continu à partir d'un analyseur installé sur site ou ponctuelle. Dans le cas d'un calcul, il peut être fait à partir d'un facteur d'émission, d'un bilan matière ou massique ou d'une corrélation. Les évaluations de chaque polluant atmosphérique par site sont agrégées au niveau des entités du Groupe puis au niveau Groupe. Cette concaténation est faite au pas annuel.

3.2.3.3 Actions relatives à la dépollution dans les sols

Le groupe EDF est soumis aux dispositions réglementaires, en particulier la directive relative aux émissions industrielles en Europe. Cette réglementation impose pour chaque site concerné, la description initiale de l'état des sols et la remise en état des sites, dans un état au moins équivalent à celui décrit initialement et compatible avec un usage futur pour une activité industrielle.

Le groupe EDF n'émet pas de rejets récurrents dans les sols, qui ne font donc l'objet d'aucune déclaration réglementaire. Une surveillance est réalisée pour s'en assurer. Néanmoins, certains sites ont pu présenter des marquages par des substances issues de l'exploitation par le passé et le groupe EDF, en tant qu'exploitant responsable, travaille à leur réhabilitation.

De nombreuses centrales thermiques exploitant des énergies fossiles ont été mises à l'arrêt ces 20 dernières années sur le territoire français continental. Un programme de réhabilitation de ces sites est conduit, au-delà des phases de déconstruction du bâti et des structures en place, avec comme objectif premier une remise en état compatible avec un usage futur de type industriel. Dans ce cadre, des actions sont menées sur ces

sites, en fonction de l'état des sols et de l'identification de marquages historiques, en conformité avec les référentiels méthodologiques et normatifs en vigueur, notamment la méthodologie nationale des sites et sols pollués.

Dans le cadre des programmes de démantèlement des installations nucléaires de production d'électricité définitivement à l'arrêt en France, les opérations sont conduites dans un objectif de remise en état compatible avec un usage futur pour une activité industrielle.

En 2025 s'est achevé l'assainissement de l'ancienne zone des transformateurs électriques de Saint-Laurent A2, qui était marquée en hydrocarbures. Environ 4 500 m^3 de terres ont été excavées, triées en fonction de leur marquage selon des seuils fixés par l'ASNR, et 3 800 tonnes ont été évacuées vers une plateforme de traitement biologique des terres en Indre-et-Loire.

En Italie, Edison, en tant que successeur de Montedison, s'occupe de la dépollution de nombreux sites industriels historiques. L'entreprise mène des actions correctives sur 36 sites répartis sur 16 zones géographiques, dont quatre sites d'intérêt national (SNI). En collaboration avec Greenthesis et ACR Reggiani, en 2021, Edison et Edison Regea ont créé la société Tre Monti, spécialisée dans l'assainissement des sols et des eaux souterraines du site de Tremonti dans le SNI de Bussi Sul Tirino. Depuis juillet 2024, les travaux de réhabilitation sont portés par la nouvelle filiale du groupe Edison Regea Srl.

3.2.3.4 Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière de prévention et contrôle des pollutions

Parmi les travaux de recherches réalisés par le Groupe, certains concernent les sujets liés à la prévention et au contrôle des pollutions. En complément des investissements réalisés sur les actifs de production, le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement identifiés, pour 15 M€ à la prévention et au contrôle des pollutions.

D'autres dépenses ont été engagées en 2025 au titre de la prévention et du contrôle des pollutions notamment en lien avec la conversion des actifs thermiques ou des sites nucléaires en construction. Le reporting de ces dépenses repose sur des données issues d'une collecte réalisée auprès de l'ensemble des entités du Groupe. À ce jour, les outils de gestion du Groupe ne permettent pas un chiffrage exhaustif de ces actions. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de prévention et contrôle des pollutions.

En Italie, des dépenses ont été engagées par Edison dans le cadre d'un programme d'assainissement et de restauration de l'environnement pour la remise en état de terrains. Ces dépenses font l'objet d'une provision comptabilisée dans les comptes consolidés du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 16.2 « Autres provisions »).

3.2.4 ESRS E3 – Ressources hydriques

L'eau est une ressource indispensable à la plupart des moyens de production électrique, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. De plus, l'eau est un enjeu vital, dont la gestion passe par l'élaboration de règles collectives. En conséquence, le Groupe s'est engagé, dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), à contribuer à préserver la ressource en eau afin de favoriser la résilience des milieux et satisfaire les usages de façon concertée et durable.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les IRO suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

	IRO		Chaîne de valeur
●	Impact négatif	■□□	Amont
●	Impact positif	□■□	Opérations propres
●	Risque	□□■	Aval
●	Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Consommation et prélèvements d'eau douce (voir la section 3.2.4.2)	● *(5B)* ■■□ Utilisation de l'eau douce	L'utilisation d'eau douce pour le Groupe (consommations d'eau pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques et prélèvements d'eau pour les usages industriels), ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe, peut impacter la disponibilité en eau.	Court terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques sect/ Chaîne de valeur*	Description
Partage de la ressource en eau douce (voir la section 3.2.4.3)	● □■□ Gestion du multi-usage de l'eau	Le Groupe peut capitaliser sur son savoir-faire sur le partage de la ressource en eau avec diverses parties prenantes et continuer à jouer un rôle dans la gestion multi-usage de l'eau.
	● *(5B)* ■■□ Raréfaction de la ressource en eau douce	La raréfaction de la ressource en eau douce et la dégradation des écosystèmes contribuant à la régulation du cycle de l'eau peuvent impacter la production d'énergie et le fonctionnement des sites industriels.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques sect/ Chaîne de valeur*	Description
	(11) Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale peuvent conduire à des restrictions des autorisations de prélèvement, à de nouvelles demandes de mise en conformité des installations, à une nouvelle augmentation des coûts de redevance des agences de l'eau et à une augmentation des contentieux.

Les volumes d'eau douce prélevés par le Groupe servent pour la grande majorité au **refroidissement des centrales nucléaires et thermiques**. 97 % de l'eau douce prélevée est directement restituée au milieu d'origine. La consommation d'eau douce du Groupe correspond essentiellement à l'évaporation d'eau au niveau des tours aéroréfrigérantes des circuits de refroidissement des centrales thermiques et nucléaires.

Il existe deux types de systèmes de refroidissement :

- dans les centrales fonctionnant en **circuit ouvert**, l'eau prélevée est échauffée dans le condenseur puis est restituée au milieu aquatique en aval immédiat de la prise d'eau. Les prélèvements d'eau sont importants, mais la consommation d'eau est négligeable. Toute l'énergie thermique est transférée au milieu aquatique, avec un échauffement de quelques degrés après dilution du rejet. Ces systèmes sont installés là où l'eau est abondante, bord de mer (15 réacteurs en France, 9 au Royaume-Uni) ou fleuves à fort débit (Rhône et Gironde, 12 réacteurs) ;
- dans les centrales fonctionnant en **circuits semi-fermés**, équipées de tours aéroréfrigérantes, l'eau échauffée dans le condenseur est refroidie dans la tour aéroréfrigérante par contact avec l'air. Une partie de l'eau s'évapore (panache de vapeur d'eau), le reste retourne au condenseur. La quasi-totalité de l'énergie thermique est ainsi transférée à l'atmosphère. Cela permet de limiter à la fois les prélèvements d'eau et les rejets thermiques dans les cours d'eau. Ces systèmes sont installés sur les rivières à plus faibles débits (30 réacteurs).

La quasi-totalité des prélèvements d'eau pour les circuits de refroidissement étant restituée immédiatement en aval des sites, avec des temps de séjour dans les installations industrielles très faibles, ils ne sont pas retenus comme ayant un impact matériel : cette eau est immédiatement disponible pour les milieux naturels et les usagers à l'aval. En revanche, la part d'eau évaporée, consommée, est matérielle.

Au-delà de l'eau utilisée pour les circuits de refroidissement des sites de production d'électricité, le Groupe prélève également de l'eau douce pour divers **usages industriels** sur ses sites de production d'électricité et ses autres sites industriels. Cela inclut notamment : la production d'eau déminéralisée pour le fonctionnement des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires et des circuits eau/vapeur des centrales thermiques ; l'appoint des réseaux de chaleur et de froid ; le refroidissement des fours de fonderie et des moteurs des processus métallurgiques ; l'alimentation des réseaux incendie des sites ; l'eau destinée aux systèmes de nettoyage et lavage des installations.

À noter que les volumes d'eau utilisés pour le nettoyage des panneaux solaires et pour le fonctionnement des co-générateurs sont très faibles, répartis sur de nombreux sites. L'eau utilisée pour les grands chantiers de construction, notamment les nouveaux sites d'EPR (à Hinkley Point C au Royaume-Uni et à Penly en France), fait l'objet d'une attention particulière ; toutefois les volumes mobilisés sont faibles comparés aux prélèvements pour usages industriels. De même, l'utilisation d'eau pour les besoins tertiaires (sanitaires, restauration…) est faible au regard de celle utilisée pour les usages industriels. Tous ces usages ne sont pas matériels pour le Groupe, ils ne sont donc pas comptabilisés dans les prélèvements d'eau douce pour usages industriels. Pour autant, ils font l'objet d'une attention particulière pour les maîtriser.

Les utilisations d'eau douce pour les besoins industriels engendrent une consommation limitée, car l'essentiel de l'eau est restitué au milieu aquatique en aval des installations, après traitement et contrôle des rejets (voir la section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution »). Toutefois, avec des temps de séjour dans les installations plus longs et dans une démarche de sobriété hydrique, **les prélèvements d'eau douce pour les usages industriels** sont retenus comme pouvant avoir un impact matériel.

L'eau utilisée pour l'hydroélectricité reste disponible pour les écosystèmes et autres usages (eau potable, irrigation, tourisme, etc.) dans le cadre fixé pour l'exploitation des aménagements (voir la section 3.2.4.3 « Partage de la ressource en eau »). Cette eau n'est donc pas considérée comme prélevée, consommée ou stockée, au sens de la directive CSRD. Les autres sites industriels ne stockent pas de volumes d'eau significatifs.

Le traitement de l'eau prélevée est adapté à chaque site et process, en fonction des usages et des conditions physico-chimiques du milieu. Pour les circuits de refroidissement, les traitements visent à limiter l'entartrage des condenseurs ainsi que le développement de biofilm, mollusques et pathogènes. Pour l'eau destinée aux processus industriels, ils visent à atteindre une qualité d'eau compatible avec les exigences des procédés, souvent de l'eau déminéralisée. Ces traitements combinent des étapes physiques (décantation, filtration, traitement sur résine, parfois osmose inverse) et des traitements chimiques (anti-tartre, biocides…). Ils sont optimisés en continu pour limiter l'utilisation de produits chimiques ainsi que les rejets liquides associés (voir la section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution »).

L'utilisation d'eau est également un enjeu pour la chaîne de valeur amont du Groupe en particulier concernant l'extraction de minerais (cuivre, bauxite…) essentiels à la fabrication des composants nécessaires à la production et la distribution d'électricité ainsi que l'approvisionnement en combustible nucléaire.

En plus d'être un important préleveur et consommateur d'eau, le Groupe est aussi un gestionnaire majeur de la ressource en eau douce en France du fait de son activité de production hydroélectrique, qui implique le partage de l'eau entre de multiples usages. Les barrages exploités par EDF en France jouent un rôle essentiel dans certains bassins, avec des obligations réglementaires ou contractuelles pour garantir l'accès à l'eau pour d'autres usages : biodiversité, eau potable, irrigation, navigation, activités touristiques. La gestion de l'eau nécessite ainsi un équilibre permanent, construit en concertation étroite avec les parties prenantes locales, l'État restant l'arbitre en cas de priorisation des usages. Très engagé dans cette gestion multi-usage, le Groupe a développé une expertise reconnue en prévision hydrologique et en concertation multi-usage de l'eau. Dans un contexte de tensions croissantes sur le partage de la ressource en eau, cette compétence peut être valorisée à travers des services de soutien d'étiage ou des services basés sur l'expertise technique.

À noter que bien que la grande majorité des activités susvisées ne soient pas opérées dans des zones exposées à un stress hydrique élevé, elles sont tout de même considérées comme matérielles étant donné les volumes d'eau mis en jeu.

Pour identifier les risques et opportunités matériels, des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité, les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme *Nature Positive Energy System* du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés susceptibles d'être affectées ont été intégrés indirectement via ces différentes sources (cela intègre notamment les autres usagers de l'eau des bassins versants où les sites sont implantés).

Un risque matériel a été identifié portant sur l'exploitation et la chaîne de valeur amont du Groupe, concernant le risque de raréfaction de l'eau ayant des conséquences sur les sites de production, y compris en termes de hausse de redevance sur les prélèvements en eau, et sur les sites d'extraction de minerais.

Les études d'impact environnemental et social menées en amont des projets sont conformes à la réglementation ainsi qu'aux meilleures pratiques (par exemple les normes de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes). La norme de performance 1 de l'IFC impose notamment d'établir un processus de consultation permettant aux communautés potentiellement affectées de s'exprimer sur les risques, les impacts et les mesures d'atténuation prévues, et garantissant que leurs préoccupations soient examinées. Cependant, concernant l'identification des IRO matériels liés aux ressources hydriques pour la directive CSRD, le Groupe n'a pas conduit de consultations spécifiques.

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels significatifs ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.4.1 Politiques en matière de ressources hydriques

En tant qu'utilisateur responsable et acteur majeur historique de la gestion de la ressource en eau, le groupe EDF est engagé pour **contribuer à préserver la ressource en eau douce afin de favoriser la résilience des milieux et satisfaire les usages de façon concertée et durable,** engagement inscrit dans sa politique RSE (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise »), mise en œuvre par le comité stratégique RSE. Il a fait l'objet d'une communication à l'externe en mars 2025. En lien avec les IRO identifiés, cela se traduit par les grands axes suivants :

- maîtrise de l'empreinte eau et **optimisation de l'utilisation** de la ressource en eau douce en quantité et qualité sur les sites et dans la chaîne de valeur ;
- engagement pour la **résilience des territoires d'implantation** via une gestion transparente et responsable de l'eau et des installations, et des contributions positives au grand cycle de l'eau ;
- engagement dans la **gouvernance** de l'eau par bassin hydrographique à la recherche d'une gestion équilibrée et durable ;
- développement des **compétences**, savoir-faire et partenariats permettant d'atteindre ces objectifs et **sensibilisation** des collaborateurs à ces enjeux.

Cette politique s'inscrit dans un cadre réglementaire préalable relatif à la gestion quantitative de l'eau fixant des limites en termes de prélèvements, rejets et fonctionnement des ouvrages hydroélectriques (débit minimal en aval des ouvrages). Cette réglementation vise à garantir des conditions hydrobiologiques favorables, et ainsi à limiter l'impact sur les milieux aquatiques.

Le Groupe réalise une analyse de stress hydrique de ses sites de production d'électricité thermique et nucléaire et de ses sites industriels afin d'identifier ceux nécessitant une vigilance particulière en termes de sobriété hydrique. Cela se traduit notamment via les règles d'exploitation des installations et donc de prélèvements d'eau qui intègrent les conditions hydrologiques (encadrés par les arrêtés sécheresse).

En complément, notamment pour les nouvelles installations prévues d'être implantées dans des zones exposées à un stress hydrique élevé, le Groupe s'engage à orienter les choix technologiques dès la phase de conception vers des solutions sobres en eau afin de limiter la pression sur la ressource. En 2025, comme pour les années précédentes, les enjeux liés à l'eau (niveau de stress hydrique, recherche d'optimisation des volumes utilisés, etc.) font partie des critères RSE utilisés lors de l'évaluation d'un projet présenté en CECEG (voir la section 3.1.2.1.2.4 « Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe »).

Ces engagements s'inscrivent dans le cadre des différents textes internationaux et nationaux relatifs aux enjeux liés à la ressource en eau, dont les Objectifs de développement durable (ODD) définis par les Nations Unies en 2015 dont l'ODD 6 porte sur l'eau (« garantir l'accès de tous à l'eau et à l'assainissement et assurer une gestion durable des ressources en eau ») ; la directive cadre sur l'eau (DCE) établie par l'Union européenne en 2000 avec pour objectif de rétablir la bonne qualité des eaux d'ici 2027 et une organisation de la gestion de l'eau par grands bassins hydrographiques ; les dispositions législatives codifiées dans le Code de l'environnement relatives à l'eau ainsi qu'aux milieux aquatiques et marins (articles L. 210-1 et suivants du Code de l'environnement). En France, ces engagements s'inscrivent par ailleurs dans le Plan d'action pour une gestion résiliente et concertée de l'eau lancé par le gouvernement français en 2023, visant à organiser la sobriété hydrique et le partage de la ressource.

La politique de maîtrise et d'amélioration continue des rejets liquides est décrite à la section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution ».

3.2.4.2 Prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.1 Rappel des définitions et des enjeux matériels pour le Groupe

On distingue deux utilisations majeures d'eau douce par le Groupe :

- **l'eau douce pour le refroidissement des installations de production d'électricité** : il s'agit de l'eau utilisée pour alimenter les circuits de refroidissement des centrales thermiques et nucléaires (ouverts ou semi-fermés) ;
- **l'eau douce pour les usages industriels** [1] : il s'agit de l'eau douce utilisée pour les processus industriels des sites de production d'électricité thermique et nucléaire (eau d'appoint des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires, réseaux incendie, systèmes de lavage, etc.) et de l'eau douce utilisée dans les processus des sites industriels (sites métallurgiques, réseaux de chaleur, etc.).

De plus, on distingue l'**eau prélevée** et l'**eau consommée** : l'eau consommée est la part de l'eau prélevée qui n'est pas rejetée dans le milieu aquatique (l'eau est alors évaporée, infiltrée ou incorporée). Il s'agit pour l'essentiel de l'eau évaporée dans les circuits de refroidissement des installations de production d'électricité (panaches de vapeur d'eau des tours aéroréfrigérantes). L'eau utilisée pour les usages industriels est pour l'essentiel rejetée sous forme liquide dans le milieu (donc non consommée).

Les actions développées par la suite ont donc pour objectif de maîtriser et si possible réduire d'une part les consommations d'eau douce des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité, d'autre part les prélèvements d'eau douce pour les usages industriels.

3.2.4.2.2 Sites en zone de stress hydrique

Le groupe EDF met régulièrement à jour l'analyse du niveau de stress hydrique des zones dans lesquelles ses sites sont implantés. Cette analyse a été mise à jour en 2025, en utilisant l'outil Aqueduct [2] mis à disposition par le World Resources Institute, en utilisant le paramètre « *water stress* » annuel, en temps présent et en retenant les sites localisés dans des zones dans lesquelles le niveau de stress hydrique est supérieur à 40 % (stress hydrique élevé ou très élevé).

Tous les sites utilisant de l'eau douce pour le refroidissement et les usages industriels ont été analysés (399 sites analysés). Cela inclut les centrales thermiques et nucléaires, et les installations industrielles (installations métallurgiques, réseaux de chaleur, etc.). Les sites de production d'électricité solaire, éolienne et hydroélectrique, les sites thermiques arrêtés, les sites de co-génération et les sites d'activités tertiaires ne sont pas pris en compte, car ils prélèvent et consomment peu d'eau, ou n'en prélèvent et consomment pas, au regard des autres sites industriels.

76 sites sont localisés en zone de stress hydrique élevé à très élevé (soit 19 % de l'ensemble des sites analysés), à savoir :

- sites de production d'électricité :
  - en France : 3 sites nucléaires, dont 2 localisés en bord de mer (utilisation d'eau douce uniquement pour les besoins industriels) ; 2 sites thermiques, dont 1 situé en bord de mer (utilisation d'eau douce uniquement pour les besoins industriels),

(1) L'eau pour le lavage des panneaux photovoltaïques, l'eau pour les usages tertiaires et l'eau pour les chantiers de construction ne sont pas matériels, et ne sont pas comptabilisés dans les usages industriels.
(2) www.wri.org/applications/aqueduct/water-risk-atlas

  - en Belgique : 5 sites thermiques dont 1 qui utilise très peu d'eau, car équipé d'un condenseur à air,
  - en Italie : 6 sites thermiques, tous équipés de systèmes de refroidissement à air ou de tour de refroidissement hybride pour réduire les prélèvements d'eau;
- sites industriels : 5 en France, 1 en Italie, 3 en Allemagne, 2 en Inde ;
- réseaux de chaleur : 48 en France, 1 au Moyen-Orient.

L'exploitation de ces sites inclut d'ores et déjà les contraintes liées à la ressource en eau limitée :

- les sites de production thermique et nucléaire fonctionnent avec un cadre réglementaire lié aux conditions de débits imposant de réduire, voire arrêter la production si les débits sont trop faibles ;
- lorsque c'est techniquement possible, les sites de production d'électricité thermique ont été équipés de circuits de refroidissement à air ou hybride pour réduire les prélèvements d'eau (comme en Italie et en Belgique) ;
- certains sites utilisent des sources d'eau diversifiées, notamment de l'eau salée, limitant ainsi la pression sur la ressource en eau douce.

3.2.4.2.3 Actions relatives aux prélèvements et aux consommations d'eau douce

Le Groupe a initié plusieurs actions clés pour mieux gérer ses enjeux de durabilité liés à la ressource en eau douce pour l'ensemble de ses entités qui consomment de l'eau pour le refroidissement et prélèvent de l'eau pour les usages industriels. Elles visent à réduire l'utilisation d'eau douce pour limiter la pression sur cette ressource. Cela concerne tous les sites qu'ils soient ou non en zone de stress hydrique élevé, toutefois une attention particulière est portée pour les sites situés en zone de stress hydrique élevé.

En France, le Groupe a ainsi défini des plans eau dans ses principales entités utilisatrices d'eau douce (parc de production nucléaire et thermique, Framatome et Dalkia) dans le but de mieux caractériser les usages de l'eau, réduire les prélèvements et préserver la qualité d'eau et les milieux.

Des exemples d'actions spécifiques sont fournis ci-après. On distingue les actions visant à réduire les consommations d'eau douce des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité, et celles visant à réduire les prélèvements d'eau douce pour les usages industriels.

3.2.4.2.3.1 Consommations d'eau douce des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

Dès leur conception, les centrales nucléaires et thermiques installées le long de rivière de taille moyenne ont été équipées de circuits de refroidissement semi-fermés qui permettent d'optimiser l'utilisation de l'eau et de limiter les prélèvements d'eau douce : l'eau est recyclée au sein du système de refroidissement, et une partie de l'eau d'appoint des aéroréfrigérants provient de la réutilisation de l'eau des circuits de réfrigération des auxiliaires nucléaires et conventionnels. Toutefois, une partie de l'eau est consommée (évaporation dans les tours aéroréfrigérantes).

Pour certains sites nucléaires en circuit fermé localisés dans des contextes particuliers, des mesures réglementaires sont prises pour limiter l'impact des volumes consommés en période d'étiage : à Chooz, un accord franco-belge relatif aux eaux de la Meuse stipule que pour préserver les intérêts des utilisateurs aval en période d'étiage, il convient d'arrêter l'évaporation d'une ou de deux tranches de la centrale nucléaire lorsque le débit de la Meuse descend sous certains seuils ; à Golfech et Cattenom, sous certaines conditions de débits, des lâchers d'eau sont effectués depuis les retenues multi-usages situées en amont, afin d'équilibrer les volumes consommés.

Il n'y a pas de solutions techniques connues et opérationnelles pour réduire significativement les consommations d'eau des circuits de refroidissement semi-fermés des centrales nucléaires existantes. En effet, les solutions techniques potentielles n'auraient des effets que très limités et ne seraient applicables qu'à certaines installations. Toutefois, l'ingénierie et la R&D d'EDF réalisent une veille technique internationale sur les sources froides innovantes, avec trois axes d'amélioration potentielle étudiés : la récupération d'eau, la performance des systèmes secs de refroidissement et la performance des condenseurs. Quand c'est pertinent, des expérimentations de solutions innovantes sont testées. C'est le cas par exemple d'une expérimentation en cours avec la start-up Infinite Cooling, dont le but est de récupérer une partie de l'eau contenue dans les panaches de vapeur des tours aéroréfrigérantes. Ce procédé innovant n'a pas encore été testé sur un site nucléaire, mais une expérimentation sur un banc d'essai implanté sur le site nucléaire du Bugey a été menée en 2024 et début 2025. Elle a permis d'évaluer les capacités de collecte d'eau du dispositif. Le taux de collecte moyen est de l'ordre de quelques pourcents de l'eau évaporée (plus faible en été qu'en hiver). Des études complémentaires sont engagées avant de décider de la poursuite des essais sur une installation industrielle.

Pour certains sites de production thermique, il est possible d'opter pour un refroidissement à air. C'est le choix qui a été fait pour la centrale thermique près de Norte Fluminense au Brésil, pour l'ensemble du parc en exploitation d'EDF PEI ainsi que pour la nouvelle centrale thermique de Presenzano en Italie. La future centrale bioliquide du Larivot d'EDF PEI en Guyane sera, elle aussi, équipée de systèmes de refroidissement des moteurs par air avec des aéroréfrigérants secs. Les centrales thermiques en Italie, qui sont localisées dans des zones de stress hydrique, sont quant à elles toutes équipées soit d'un système de refroidissement à air, soit d'un système de tours réfrigérantes hybrides [1].

Les trois premiers sites choisis pour l'implantation des futurs EPR2 sont deux sites littoraux, qui n'utilisent donc pas d'eau douce pour le refroidissement, et un site en bord de Rhône, qui sera équipé d'un circuit de refroidissement avec aéroréfrigérants, permettant de limiter les prélèvements d'eau et les rejets thermiques, mais induisant une consommation (évaporation).

3.2.4.2.3.2 Prélèvements d'eau douce pour les usages industriels

Le Groupe a initié un ensemble d'actions visant à diminuer les prélèvements d'eau douce dans les différents usages industriels.

Mieux quantifier les flux d'eau

Dans les plans de sobriété hydrique engagés par les entités du Groupe en France (parc nucléaire et thermique, Dalkia, Framatome), le premier axe d'actions est d'améliorer la comptabilité des prélèvements et de préciser les flux d'eau au sein des sites pour mieux piloter les usages et pour identifier les stratégies de réduction des prélèvements d'eau.

- le parc nucléaire existant en France a démarré deux programmes d'actions en ce sens :
  - **l'équipement progressif des points de prélèvement d'eau** par des compteurs d'eau et débitmètres, lorsque c'est techniquement faisable. En effet, à ce jour, la comptabilisation des prélèvements est souvent estimée via les durées de fonctionnement des pompes et la connaissance de leurs débits. Les sites du Rhône seront les premiers équipés en débitmètres d'ici fin 2030. En parallèle, des campagnes de contrôle des débits des pompes de prélèvement ont été engagées, avec quatre centrales contrôlées en 2025. Sur trois sites (Tricastin, Cruas et St-Alban) les mesures ont permis de confirmer les débits ; sur un site (Civaux), la campagne de contrôle a mis en évidence des écarts, dont le traitement est en discussion avec les autorités locales. Des contrôles similaires sont programmés en 2026 sur d'autres centrales, complétés par des contrôles des pompes pour les usages industriels. L'objectif est de contrôler l'ensemble des pompes de prélèvement au cours des prochaines années,
  - la réalisation d'une **cartographie des flux d'eau** sur l'ensemble des usages industriels d'une centrale nucléaire (Golfech) : les flux d'eau ont été caractérisés depuis les prélèvements jusqu'aux rejets, en précisant les volumes et les qualités requises pour les différents process. Ce travail réalisé en 2024-2025 a permis de consolider les leviers les plus pertinents pour optimiser ou réduire les prélèvements d'eau.

(1) Un 1er étage de réfrigération à air (sec) et un 2e étage de réfrigération humide (semi-fermé).

- le parc thermique a mené depuis 2021 des cartographies de ses usages de l'eau et a commencé depuis 2022 à équiper de compteurs intelligents (IOT) certaines installations des CCG : Bouchain en 2022/2023, Blénod en 2024, Martigues en 2024/2025. L'équipement de la TAC de Brennillis est prévu pour 2026, les autres TAC seront équipés après 2026 ;
- Dalkia assure une surveillance de ses réseaux de chaleur et de froid : thermographie, pilotage à distance de capteurs et compteurs, indicateurs de suivi des performances en eau des réseaux, etc.

Réduire les fuites, rénover les équipements, optimiser les fonctionnements

Plusieurs entités du Groupe ont réduit les prélèvements d'eau en identifiant des fuites et en rénovant les installations existantes. Le meilleur suivi des flux d'eau dans les processus va permettre de continuer d'identifier d'éventuelles fuites sur les installations qui pourront être traitées lors des opérations de maintenance.

Par exemple, chez Framatome, le nouveau suivi hebdomadaire des flux d'eau de l'usine de Jarrie mis en place en 2025 a permis d'optimiser les procédés et pratiques d'exploitation, avec un gain de 5 % des besoins en eau du site à production constante par rapport à 2019, soit environ 65 000 m^3 de prélèvements d'eau économisés en 2025.

Recyclage et réutilisation de l'eau

De nombreuses installations du Groupe ont été dimensionnées dès leur conception avec des circuits fermés ou semi-fermés, c'est-à-dire que l'eau est recyclée en permanence. C'est le cas notamment des circuits primaires et secondaires des centrales nucléaires et des réseaux de chaleur et de froid. Ces systèmes nécessitent toutefois des appoints d'eau pour compenser les fuites, les eaux évaporées et les purges nécessaires à leur exploitation (prélèvements pour contrôle).

Au-delà du recyclage existant du fait des nombreux circuits fermés, le Groupe a mis en œuvre des projets visant à augmenter le recyclage ou la réutilisation, et donc limiter ses prélèvements :

- pour les centrales nucléaires en France, des études de faisabilité de REUSE [1] d'effluents industriels sont en cours pour faire les appoints aux circuits semi-fermés. Des expérimentations ont été menées en 2022 et 2023 sur la centrale nucléaire de Golfech. Elles ont permis de valider la faisabilité technique de ces procédés, mais avec des contraintes liées à la qualité de l'eau (nécessité de traiter les effluents, qui se concentrent au fur et à mesure de la réutilisation). Des études technico-économiques doivent se poursuivre pour évaluer les gains en volume et en coût de cette solution. Une expérimentation légèrement différente est actuellement en cours sur la centrale du Tricastin avec des résultats prometteurs ;
- sur les centrales thermiques, plusieurs actions de réutilisation des eaux de processus ont été mises en œuvre ces dernières années. Ainsi, un système de recyclage des eaux des purges du circuit eau-vapeur a été installé en 2021 sur la centrale thermique de Martigues, ce qui permet de récupérer jusqu'à 40 % des besoins annuels du site, estimé à 67 800 m^3 en 2025. Un suivi de la quantité d'eau réutilisée par ce dispositif sera mis en place en 2026 ;
- Framatome a réalisé deux opérations pour augmenter le recyclage dans ses installations en 2025 :
  - sur le centre technique du Creusot, le fonctionnement en circuit fermé du circuit d'eau glacée utilisé pour les activités de recherche et développement a été rétabli. Cette opération permet de réduire par trois les prélèvements d'eau du site (gain de l'ordre de 5 800 m^3 d'eau potable par an),
  - sur le site de Montreuil-Juigné, les tours aéroréfrigérantes sont en cours d'être de remplacement par des tours adiabatiques permettant d'envisager une économie d'eau potable significative.

Utilisation de sources d'eau alternatives

Pour limiter les prélèvements d'eau douce de surface, il est possible dans certains cas de diversifier les sources d'eau : dessalement d'eau de mer, collecte d'eau de pluie et utilisation d'effluents traités externes (station d'épuration, autres industries). Après traitement, ces eaux peuvent être utilisées dans les processus industriels. À noter que la pertinence de ces actions est à analyser en intégrant l'ensemble des bénéfices et impacts environnementaux.

On peut citer par exemple :

- la centrale nucléaire de Flamanville en France et certaines centrales thermiques comme Jarry Sud en Guadeloupe et Simeri Crichi en Italie qui sont équipées d'unités de dessalement ;
- en 2023, Framatome a installé sept cuves de stockage d'eau de pluie enterrées sur son site de Montbard. Cette réserve de 2 900 m^3 d'eau permet de couvrir de l'ordre de trois mois d'exploitation sans pompage des eaux de surface. En 2025, le site a utilisé plus de 11 000 m^3 d'eau de pluie soit près de 70 % des besoins de l'installation ;
- la conception en cours pour les futures centrales nucléaires EPR2 prévues sur les sites de Penly et Gravelines prévoit de réutiliser l'eau issue des stations d'épuration des communes situées à proximité et, pour la centrale de Penly, des eaux de pluie et drains de falaise pour l'alimentation en eau industrielle.

3.2.4.2.3.3 Maitrise des prélèvements d'eau douce pour les grands chantiers de construction

Le Groupe s'engage à concevoir des nouvelles installations qui limitent l'utilisation de la ressource en eau douce notamment en phase chantier. C'est notamment le cas pour la construction des nouveaux EPR2 (Penly, Bugey, Gravelines), où ces efforts viennent en complément de ceux déployés pour optimiser les usages d'eau pour le refroidissement et pour les usages industriels.

Ainsi, le contrat de génie civil principal de l'EPR2 de Penly a été attribué avec un critère de mieux-disance pour limiter l'utilisation d'eau brute : les prélèvements dans le fleuve côtier sont réduits grâce à la récupération et à la réutilisation des eaux de pluie et des drains de falaise pour certains besoins fonctionnels des chantiers. En 2025, 47 % de l'eau douce utilisée pour ce chantier provenait de la collecte d'eau de pluie.

3.2.4.2.3.4 Maîtrise de l'empreinte eau globale des activités

Depuis 2023, le groupe EDF travaille sur l'empreinte eau de ses filières de production d'électricité afin d'identifier les principaux postes de consommations d'eau, sur l'ensemble de l'analyse cycle de vie. Ces analyses se basent sur l'indicateur ACV AWARE (*Available Water Remaining*) de la méthode PEF (*Product Environmental Footprint*) retenue par le JRC (*Joint Research Centre, European Commission*). D'autres travaux visant à caractériser l'empreinte environnementale, dont l'empreinte eau, sont entrepris. Ainsi EDF power solutions a travaillé sur l'empreinte nature de ses activités éoliennes et solaires, en se basant sur la méthodologie SBTN (*Science-Based Targets Network*) et un travail similaire a été engagé pour les parcs nucléaires et thermiques. L'ingénierie nucléaire et la R&D ont publié en 2025 une évaluation de l'empreinte environnementale (dont l'impact sur la ressource en eau) du parc nucléaire en exploitation et de deux CNPE en utilisant les outils *Global Biodiversity Score* et *Product Biodiversity Footprint*.

Par ailleurs, certaines activités en amont de la chaîne de valeur du Groupe étant matérielles vis-à-vis de la ressource en eau, le Groupe a engagé des actions visant à mobiliser ses fournisseurs :

- des ateliers avec les fournisseurs d'uranium ont été réalisés en 2024 afin de construire une vision commune de la caractérisation de leurs empreintes eau. En 2025, la priorité a été donnée aux enjeux biodiversité et résilience climatique, mais les échanges avec les fournisseurs les plus concernés par l'enjeu de l'eau reprendront dès 2026. Ces échanges viennent compléter les audits sur site où les enjeux liés à l'eau sont intégrés (voir la section 3.3.3.4.3.1 « Chaîne d'approvisionnement uranium ») ;

(1) Réutilisation des Eaux Usées Traitées.

- la démarche Club Fournisseurs RSE initiée en 2024 se poursuit, elle vise à co-construire avec des fournisseurs volontaires des leviers achats pertinents pour réduire leurs impacts environnementaux, incluant l'eau (voir la section 3.3.3.4.4.4 « Engagement RSE des fournisseurs »). En complément, la Direction Achats Groupe a travaillé à l'intégration dans la bibliothèque de leviers achats d'environ 70 leviers dédiés à la réduction de consommation de ressources, dont une vingtaine concernant directement l'eau (réductions directes de l'utilisation d'eau ou indirectes via l'empreinte eau des biens fabriqués) (voir section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables »).

3.2.4.2.3.5 Restauration des milieux aquatiques

Afin de contribuer à restaurer les hydrosystèmes, le groupe EDF a engagé plusieurs actions favorables à la restauration du cycle de l'eau de façon directe ou indirecte, avec des bénéfices également pour la qualité d'eau. En ce sens, les actions conduites par la division de production nucléaire en France, engagées pour des objectifs de séquestration carbone et/ou de préservation de la biodiversité, peuvent également avoir des bénéfices pour la régulation du cycle de l'eau (voir la section 3.2.5.2.3 « Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels »).

3.2.4.2.4 Cibles relatives aux prélèvements et consommations d'eau douce

3.2.4.2.4.1 Consommations d'eau douce des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

Afin d'assurer que les enjeux de durabilité matériels du Groupe en termes de consommations d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité soient traités de manière efficace, le suivi suivant est mis en place :

Cible	Référence	Revue	Périmètre	2025
Intensité hydrique en kWh de la production d'électricité : rester sous le seuil de 0,9 L/kWh	2016	Annuelle	Groupe	0,87 L/kWh

Cette cible volontaire sur l'intensité hydrique en kWh de la production d'électricité permet d'assurer que le Groupe limite sa consommation d'eau par unité d'électricité produite. Il s'agit de la consommation spécifique d'eau évaporée par kilowattheure d'électricité produit (en L/kWh). L'objectif du Groupe sur cet indicateur est de ne pas dépasser le seuil de 0,90 L/kWh. En 2025, l'indicateur s'établit à 0,87 L/kWh. Ce chiffre, tout en étant inférieur au seuil, est en légère hausse par rapport à 2023 et 2024 du fait de l'augmentation de la part du nucléaire dans le mix de production d'électricité.

3.2.4.2.4.2 Prélèvements d'eau douce pour les usages industriels

L'utilisation d'eau douce en lien avec le refroidissement est étroitement liée au niveau de production d'électricité des réacteurs situés en bord de rivière. Néanmoins, le groupe EDF étudie des leviers d'optimisation de l'utilisation d'eau pour le refroidissement qui pourraient être disponibles à moyen/long terme.

En parallèle, le Groupe s'engage à **baisser de 10 % ses prélèvements d'eau douce utilisée pour les usages industriels d'ici 2030** par rapport à 2023, soit une baisse de 3 à 4 millions de m^3.

Cette cible permet de conforter et généraliser les dynamiques de sobriété hydrique initiées ces dernières années par plusieurs entités du Groupe. Elle a été construite en intégrant les gains estimés de chaque entité, basées sur les évolutions dues aux variations d'activités (fermeture/ouverture de sites, baisse/hausse d'activités) et les gains attendus grâce aux efforts d'efficacité hydrique. Par ailleurs, cette cible est cohérente avec les attentes du Plan eau du gouvernement français lancé en 2023. Un plan d'action a été déployé dès 2024 afin de permettre la collecte de l'indicateur dès 2026 et continuer à progresser au-delà.

3.2.4.2.5 Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau

3.2.4.2.5.1 Consommations d'eau douce pour des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité

Les volumes d'eau douce prélevés par le Groupe sont de l'ordre de 13 milliards de m^3. La grande majorité (97 %) de l'eau douce prélevée par le Groupe est directement restituée au milieu naturel, elle n'est donc pas consommée. En 2025, le Groupe a consommé 447 millions de m^3 d'eau douce pour le refroidissement des installations de production d'électricité nucléaire et thermique, soit 1 % de plus qu'en 2024 (442 millions de m^3), en lien avec l'augmentation de la production nucléaire d'électricité en France.

La consommation d'eau douce des sites de production d'électricité du Groupe situés dans des zones exposées à un stress hydrique élevé ou très élevé (voir la section 3.2.4.2.2 « Sites en zone de stress hydrique ») s'élève à 36 millions de m^3 soit 8 % de la consommation d'eau douce du Groupe.

Précisions sur les indicateurs

Les consommations d'eau douce ne peuvent pas être mesurées directement (il s'agit d'eau évaporée ou de fuites). Pour chaque site, la consommation d'eau est :

- soit pour les centrales thermiques, calculée par différence entre les mesures de prélèvements d'eau et les mesures de rejets liquides du site ;
- soit pour les centrales nucléaires en circuit semi-fermé, modélisée en utilisant des formules de calcul spécifiques par site intégrant, entre autres paramètres, le fonctionnement des aéroréfrigérants et les conditions météorologiques. Ce cas représente environ 99 % des volumes consommés reportés du Groupe.

Ces méthodes de calcul induisent donc des incertitudes, toutefois les méthodes sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Les consommations sont suivies pour chaque installation, puis agrégées à l'échelle du Groupe. L'analyse des sites localisés en zone de stress hydrique a été réalisée en utilisant l'outil Aqueduct, (voir la section 3.2.4.2.2 « Sites en zone de stress hydrique »). La consommation d'eau des sites en zone exposée à un stress hydrique élevé et très élevé est la somme des consommations d'eau des sites concernés.

3.2.4.2.5.2 Quantité totale d'eau recyclée et réutilisée

Du fait de la diversité et du grand nombre d'installations d'une part et du manque de mesures de certains flux d'eau d'autre part, le Groupe n'est pas en mesure de fournir une donnée quantitative consolidée pour cette métrique.

Des exemples de quantification sont fournis pour quelques installations :

- exemples de volumes recyclés/réutilisés dès la conception des installations :
  - dans les centrales nucléaires en circuit semi-fermé en France, l'eau des circuits de réfrigération des auxiliaires nucléaires et conventionnels est réutilisée comme eau d'appoint aux aéroréfrigérants. En 2025, le volume d'eau réutilisé est de 1 176 millions de m^3, soit 55 % du volume des prélèvements pour appoint du condenseur principal des centrales en circuit semi-fermé,

- par leur conception en circuit fermé, les circuits eau-vapeur des centrales thermiques recyclent de l'eau. Par exemple, sur le site de Blénod, 52 millions de m^3 ont été recyclés en 2025,
- le site Framatome de Jarrie réutilise l'eau provenant du site industriel voisin, soumis à une obligation réglementaire de pompage dans la nappe phréatique. Ce site a ainsi réutilisé 1,2 million de m^3 d'eau en 2025, ce qui permet de couvrir tous les besoins en eau pour usages industriels du site ;

- exemple de volumes réutilisés à la suite d'une modification récente d'installation : sur la centrale thermique de Martigues, le système de réutilisation des eaux des purges du circuit eau-vapeur a permis de réutiliser environ 67 850 m^3 en 2025.

En complément, le Groupe a lancé plusieurs projets visant à recycler et/ou réutiliser de l'eau quand cela est techniquement possible (voir la section 3.2.4.2.3.2 « Prélèvements d'eau douce pour les usages industriels »). Ces expérimentations sont en cours et tous les flux réutilisés ne sont pas mesurés pour le moment. Le Groupe travaille pour améliorer le comptage de ces volumes.

3.2.4.2.5.3 Intensités hydriques

Intensité hydrique sur le chiffre d'affaires (en m^3/€)

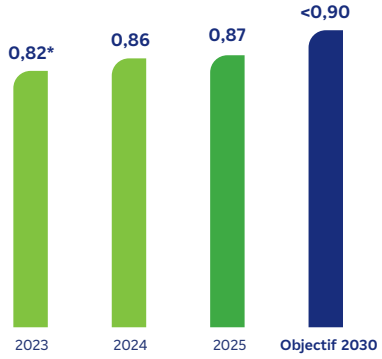
L'intensité hydrique par chiffre d'affaires [1] est le ratio de la consommation d'eau totale en m^3 sur le chiffre d'affaires (consolidé, hors *trading*) en euros. Elle est de 0,004 m^3/€ en 2025 (constante par rapport à 2024). Cet indicateur pourrait fortement varier avec la performance de l'entreprise, mais aussi du fait de la seule dimension prix de l'énergie, sans lien direct avec l'utilisation d'eau et les actions mises en place.

Intensité hydrique sur la production (en L/kWh)

Indicateur clé de performance du Groupe

Le Groupe utilise depuis 2016 un indicateur d'intensité hydrique par kWh calculée sur la consommation d'eau des circuits de refroidissement des sites de production d'électricité rapportée à la production d'électricité*. L'intensité eau du Groupe est de 0,87 L/kWh en 2025, inférieure au seuil fixé, malgré une légère hausse comparée aux années précédentes du fait de l'augmentation de la part de nucléaire dans le mix de production d'électricité.

Intensité hydrique par kWh (en L/kWh)



* *Cet indicateur était jusqu'alors calculé sur la moyenne des cinq dernières années. Il est maintenant fourni en valeur annuelle. La valeur pour l'année 2023 est donc différente de celle du rapport URD 2023 (0,83 L/kW).*

3.2.4.3 Partage de la ressource en eau

En tant qu'acteur majeur historique de la gestion de la ressource en eau douce en France via l'exploitation des ouvrages hydro-électriques, la politique eau du Groupe comprend un volet sur la gestion multi-usage. Dans ce cadre, le Groupe a initié plusieurs actions pour mieux gérer ses enjeux de durabilité liés à la ressource en eau et développer l'opportunité de valorisation de son savoir-faire dans la gestion et le partage de l'eau.

3.2.4.3.1 Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau douce

EDF veille en permanence à mener la gestion des aménagements hydrauliques qu'elle exploite en concertation avec les parties prenantes (État, collectivités locales, agences de l'eau, associations, etc.). Ainsi, en France, le groupe EDF participe aux instances de gouvernance et de gestion nationale et locale de l'eau (comité national de l'eau, comités de bassins, commissions locales de l'eau, etc.) et est représenté par l'UFE [2] dans les instances de gouvernance de chaque bassin. Depuis 2003, EDF s'est dotée d'une instance interne de coordination de l'eau en France dont la gestion opérationnelle est confiée à la Direction d'EDF Hydro. Elle a pour mission d'organiser la veille et le partage d'informations sur les enjeux de l'eau de façon transverse entre les entités productrices d'énergie en France métropolitaine et de favoriser les synergies quand il y a lieu dans la gestion opérationnelle de l'eau. Cette coordination permet au Groupe de garantir une exploitation optimale de l'ensemble des ouvrages de production d'électricité en France en intégrant les multiples facteurs d'exploitation en lien avec la ressource en eau et les installations de production d'électricité : tenue des côtes et garantie du soutien d'étiage au droit des barrages, anticipation des évolutions des températures et des débits des cours d'eau au droit des centrales thermiques et nucléaires, organisation des lâchers d'eau.

Afin de renforcer ce rôle clé dans la gestion multi-usage en faveur des autres usagers de l'eau et permettre à des parties prenantes externes de bénéficier des compétences techniques et stratégiques ainsi développées, le groupe EDF a engagé plusieurs actions clés pour mieux gérer ces enjeux de durabilité et opportunités :

- **renouvellement des conventions de soutien d'étiage [3] :** EDF Hydro assure le soutien des débits d'étiage de cours d'eau à partir d'un grand nombre des retenues qu'elle exploite, permettant ainsi de préserver les milieux aquatiques et de sécuriser les usages de l'eau en aval (parmi lesquels par exemple l'alimentation en eau potable ou l'irrigation). Dans un contexte de changement climatique, EDF Hydro s'attache à renouveler périodiquement les conventions de soutien d'étiage avec les acteurs des bassins hydrographiques, avec dans certains cas des augmentations des volumes de soutien d'étiage. À date, du soutien d'étiage est assuré dans plus d'une quinzaine de vallées ;

(1) Chiffre d'affaires consolidé hors trading (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires »).
(2) Union française de l'électricité.
(3) Une partie de soutien d'étiage a également été inscrite dans certains cahiers des charges de concession par le concédant.

- **projets de STEP :** le groupe EDF travaille sur des projets de conception de nouvelles STEP (stations de transfert d'énergie par pompage) en France, qui permettront d'augmenter la flexibilité dans la production énergétique et donc de façon induite de libérer de la capacité de soutien d'étiage sur d'autres aménagements, tout en préservant les ressources en eau (en effet, les STEP fonctionnent en « circuit fermé », puisque l'eau est réutilisée entre deux réservoirs amont et aval). Le projet de consultation de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) prévoit le développement de STEP pour un potentiel de 1,5 GW identifié en vue de mises en service entre 2030 et 2035 ;
- **compétences techniques en modélisation de la ressource en eau :** le groupe EDF a développé une compétence reconnue en prévision de la ressource en eau en France, qui s'appuie notamment sur un réseau de stations de mesures hydrométéorologiques réparties dans tous les bassins versants sur lesquels EDF exploite des installations. Au-delà de l'apport interne (gestion des crues, anticipation des étiages et remplissage des barrages…), ces compétences sont aussi valorisées en externe, avec à titre d'exemples :
  - > la fourniture d'outil de modélisation et appui technique auprès de certaines parties prenantes impliquées dans la gestion opérationnelle de la ressource en eau,
  - > la collaboration scientifique avec des organismes experts du domaine, comme par exemple l'INRAE avec lequel la R&D a signé une feuille de route commune en 2025 pour la réalisation de jumeaux numériques de bassins versants.

3.2.4.3.2 Cible et indicateur relatifs à la gestion multi-usage de la ressource en eau douce

Afin d'assurer que l'enjeu de durabilité matériel en termes de gestion multi-usage de la ressource en eau soit traité de manière efficace, le suivi suivant est mis en place :

Indicateurs associés	Cible	Revue	Périmètre	2025
Satisfaction de la demande en soutien d'étiage	100 %	Annuelle	EDF Hydro	100 %

Cette cible concerne spécifiquement le parc hydro-électrique en France continentale géré par EDF Hydro. Elle vise à satisfaire la demande en soutien d'étiage dans la limite des modalités contractualisées. En 2025, EDF a assuré ses engagements contractuels de soutien d'étiage en France dans un dialogue permanent avec ses parties prenantes. Il s'agit d'une cible volontaire, spécifique à EDF, intégrée aux engagements *act4nature* (2023-2025). EDF Hydro va lancer un travail de consolidation de cette cible en 2026.

Cette gestion volontaire du multi-usage de l'eau a conduit EDF à délivrer en moyenne par an plus de 455 Mm^3 sur les 10 dernières années.

3.2.4.4 Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière de ressources hydriques

Parmi les travaux de recherches réalisés par le Groupe, certains concernent les sujets liés à la préservation de la ressource en eau. Le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement identifiés pour 19 M€ à la préservation de la ressource en eau.

D'autres dépenses, telles que celles liées à la maîtrise des prélèvements d'eau douce, ont été engagées en 2025 au titre de la préservation de la ressource en eau, celles-ci devraient être croissantes au cours des prochaines années notamment en lien avec la démarche de sobriété hydrique du Groupe. Le reporting de ces dépenses repose sur des données issues d'une collecte réalisée auprès de l'ensemble des entités du Groupe. À ce jour, les outils de gestion du Groupe ne permettent pas un chiffrage exhaustif de ces actions. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière de préservation de la ressource en eau douce.

3.2.5 ESRS E4 – Biodiversité et écosystèmes

Les activités d'EDF, dans ses opérations directes ou dans sa chaîne de valeur, interagissent avec les milieux naturels terrestres, aquatiques et marins. EDF agit sur ses impacts et dépendances les plus significatifs, en lien avec les facteurs de pression majeurs sur la biodiversité, de manière à réduire la contribution de ses activités à ces facteurs de pression. EDF participe également à la préservation et à la restauration des milieux naturels ; ainsi qu'au renforcement et à l'amélioration de la connaissance sur la biodiversité et son partage.

Le Groupe s'appuie pour cela sur l'expérience et les compétences de sa R&D et ses ingénieries, ainsi que sur ses programmes de suivi de l'exploitation de ses ouvrages.

Le groupe EDF travaille sur la résilience de sa stratégie et modèle d'affaires en rapport avec la biodiversité et les écosystèmes et prévoit une publication dédiée dans le cadre de son engagement *TNFD Early Adopter 2026.*

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

IRO		Chaîne de valeur
Impact négatif	■□□	Amont
Impact positif	□■□	Opérations propres
Risque	□□■	Aval
Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/ Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Impact sur les écosystèmes	Amélioration des écosystèmes	Certaines activités menées par le Groupe peuvent contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment via l'effet récif et l'effet réserve en milieu marin, le soutien d'étiage en période de sécheresse et les opérations de restauration notamment sur le foncier non industriel du Groupe.	Court et moyen termes
Impact sur les écosystèmes	*(1I)* Dégradation des écosystèmes	L'artificialisation des sols causée par les activités de construction, déconstruction et exploitation du Groupe, peut conduire à la dégradation des écosystèmes. Les activités de la filière hydro-électrique peuvent également contribuer à cette dernière via la modification des régimes hydrologiques.	Court, moyen et long termes
	(1I, 1E) Impact via les ressources amont	La construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie nécessitent des ressources issues de l'exploitation minière, des combustibles fossiles et différentes matières premières (notamment biomasse) pouvant conduire à la destruction ou à la modification des écosystèmes.	Court et moyen termes
Perte de biodiversité	*(1I)* Perte de biodiversité	Les activités de construction/déconstruction du Groupe, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (ex. percussion/ électrocution avifaune, modification de continuité piscicole)	Court terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/ Chaîne de valeur*	Description
Perte de biodiversité	*(1I)* Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale pourraient entraver l'implantation de nouvelles infrastructures énergétiques d'EDF, du fait de refus d'autorisations ou de pénuries de terrains adéquats. Elles pourraient entraîner des coûts supplémentaires, notamment en matière de restauration des écosystèmes, et compliquer la mise en conformité des installations existantes et les opérations de déconstruction.

Le Groupe travaille sur l'empreinte biodiversité de ses différentes filières de production d'électricité (voir le projet EEP dans la section 3.2.5.2.1. « Renforcer l'amélioration des connaissances et les partager »). EDF a notamment mis en œuvre les premières étapes (« Évaluer » et « Prioriser ») de la méthode SBTN *(Science-based target for nature)* sur le périmètre d'EDF Renouvelables en 2023 (désormais EDF power solutions) et sur le périmètre de la production nucléaire du Groupe en France en 2025.

Le Groupe a identifié des dépendances à l'égard de la biodiversité, des écosystèmes et des services écosystémiques, notamment via l'analyse des dépendances de ses chaînes de valeur. Cette analyse des dépendances s'est basée sur l'identification d'intrants clés issus du modèle des six capitaux de l'*Integrated Reporting Council*, incluant le capital environnemental. Ce capital inclut notamment pour EDF l'eau et les minéraux. Le Groupe a identifié le risque systémique de dégradation, voire de perte de services écosystémiques pouvant impacter la production d'énergie du groupe EDF. Il s'agit notamment du cycle de l'eau (voir la section 3.2.4 « ESRS E3 – Ressources hydriques »).

La production d'énergie peut contribuer de manière significative aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité tels que le changement d'usage des terres, mers et eaux douces, le changement climatique (voir la section 3.2.2 « ESRS E1 – Changement climatique »), la pollution (voir la section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution ») et l'utilisation des ressources (voir la section 3.2.6 » ESRS E5 – Utilisation de ressources et économie circulaire »).

Sur le périmètre des opérations directes, les activités de construction/ déconstruction, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité et une modification des écosystèmes. Des mesures d'atténuation de ces impacts négatifs sont menées (voir la section 3.2.5.2. « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes »). Cependant, les actions conduites par le Groupe peuvent aussi contribuer à l'amélioration de la résilience des écosystèmes, notamment via l'effet récif et de réserves en milieu marin, le soutien d'étiage en période de sécheresse et les actions menées volontairement par le Groupe pour la biodiversité sur le foncier non industriel. Par ailleurs, les programmes de recherche pluriannuels et multi-partenaires, notamment sur la thermie-hydrobiologie, montrent qu'il n'y a pas d'incidence significative des rejets thermiques liés à l'exploitation des centrales nucléaires sur les milieux aquatiques (voir la section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution »).

Sur le périmètre de la chaîne de valeur du groupe EDF, les impacts sont principalement liés à l'achat de matières premières pour la construction des infrastructures (toutes filières) et les combustibles utilisés (uranium, gaz, bois).

Le groupe EDF a identifié les impacts, risques et opportunités matériels à l'aide de sources internes et externes telles que les lignes directrices de la TNFD pour le secteur de l'énergie, la base de données ENCORE (*Exploring Natural Capital Opportunities, Risks and Exposure*) ou encore le programme *Nature Positive Energy System* du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les contributeurs internes incluent les référents biodiversité de chaque filière du Groupe, de la Direction Impact, des membres des Directions Financière, Achats, Risques Groupe ; les contributeurs externes incluent les membres du comité des parties prenantes. Les intérêts des communautés affectées ont été intégrés indirectement via ces différentes sources.

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels significatifs ont été évalués, et sont présentés dans les états financiers du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

Sites importants du Groupe pour la biodiversité en 2025

En 2025, EDF a mis à jour une analyse de sensibilité environnante de ses sites avec l'outil IBAT (*Integrated Biodiversity Assessment Tool*). Cette analyse a été menée sur les actifs de production d'électricité du Groupe consolidés en utilisant les fonctionnalités que IBAT a développées pour le rapportage CSRD (notamment les zones tampons préconisées : 10 km pour l'éolien terrestre et 20 km pour les autres technologies [1]). L'analyse montre que 98 % des sites sont situés à moins de 20 km (10 km pour l'éolien) de zones figurant dans la *World Database on Protected Areas* (WDPA) ou de zones figurant dans la *World Database of Key Biodiversity Areas* (WDKBA). Cette étude ne préfigure en rien de l'impact de sites industriels sur ces zones ; la plupart des centrales hydroélectriques ont d'ailleurs été construites avant que leurs localisations soient déclarées protégées ou zone clef de biodiversité. Les éléments qui guident l'action opérationnelle figurent dans les études d'impact environnementales et les analyses conduites dans le cadre du système de management environnemental de chaque entité. Les risques liés à la biodiversité sont systématiquement analysés et pris en charge dans l'étude d'impact environnemental qui accompagne chaque projet et les entités mettent en place des actions de mitigation des risques nécessaires pour chaque projet.

Onze sites du Groupe sont considérés comme importants pour la biodiversité. Il s'agit, d'une part, des projets d'ampleur du Groupe en phase de construction ou déconstruction au regard des enjeux matériels liés au changement d'usage des terres, mers et eaux douces, à proximité de zones sensibles pour la biodiversité (habitats d'espèces protégées). Ces sites comprennent, d'autre part, des installations hydroélectriques en exploitation modifiant la continuité piscicole sur des cours d'eau considérés comme sensibles pour la biodiversité (cours d'eau classés en liste 2 [2]). Ces projets sont tous couverts par une étude d'impact.

Technologie	Pays	Sites importants pour la biodiversité	Pression
Nucléaire	France	Construction de l'EPR2 Penly (surface du chantier : 217 hectares)	Changement d'usage des terres et des mers
	Royaume-Uni	Construction de la centrale d'Hinkley Point C (surface de l'aire de construction : 179 hectares)	Changement d'usage des terres et des mers
Hydroélectricité	France	Installation d'un nouvel équipement (turbine-pompe) au barrage actuel de Saut-Mortier (surface du chantier : 5,8 hectares)	Changement d'usage des terres
	France	Aménagements situés sur des cours d'eau en liste 2 qui restent à aménager pour la continuité écologique (8 sites)	Changement d'usage des eaux douces (continuité piscicole)

3.2.5.1 Politiques en matière de biodiversité

La politique RSE du groupe EDF (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise ») structure les engagements du Groupe sur son périmètre direct et indirect, sur plusieurs thématiques dont celles liées à la biodiversité et aux écosystèmes. Les enjeux de l'ambition « Zéro émission nette » du groupe EDF sont indissociables d'une approche en faveur de la biodiversité.

Pour limiter son empreinte environnementale tout au long du cycle de vie de ses installations et activités, le groupe EDF cherche à agir de manière responsable à l'égard du foncier qu'il détient ou dont il dispose en concession. Dans ce cadre, les entités du Groupe veillent à limiter l'artificialisation et l'imperméabilisation des sols, à optimiser et valoriser le foncier en conformité avec la réglementation, notamment par la mise en œuvre de solutions innovantes en faveur du multi-usage du foncier ou à déployer des actions volontaires pour la biodiversité sur le foncier de propriété EDF. En complément, le Groupe veille à la durabilité de ses approvisionnements en biomasse pour lesquels il s'engage à accroître la part de bois issue de forêts certifiées PEFC ou FSC.

Le groupe EDF s'est engagé régulièrement depuis 2014, dans des initiatives de contribution volontaire à l'opérationnalisation de la Stratégie nationale biodiversité (SNB) française telles qu'*Entreprises engagées pour la nature* (EEN) et *act4nature international*. En 2023, le Groupe a renouvelé son engagement relatif à la biodiversité dans ces deux dispositifs volontaires, avec pour objectifs de :

- réduire la contribution de ses activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité sur les terres, eaux et océans sur la chaîne de valeur, à travers des approvisionnements, l'optimisation des matériaux en fin de vie ou encore l'accompagnement des clients dans la sobriété énergétique ;
- recréer des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ;
- renforcer l'amélioration de la connaissance et la partager ;
- renforcer la gouvernance et la sensibilisation en la matière.

Les engagements et actions du Groupe ont été reconnus conformes aux critères de l'initiative *It's now for nature*, participant ainsi à la campagne lancée par *Business for nature* à l'occasion de la COP16. Aujourd'hui, la politique sur les pratiques durables sur les océans/mers n'est pas distincte des politiques sur les autres écosystèmes.

Les engagements sociaux du groupe EDF vis-à-vis des communautés affectées sont présentés à la section 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées ».

3.2.5.2 Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes

EDF cherche à réduire au maximum ses impacts négatifs et générer plus d'impacts positifs sur ses opérations directes et dans sa chaîne de valeur.

EDF est engagée dans de nombreux partenariats avec des structures associatives et institutionnelles pour intégrer les enjeux de biodiversité dans la gestion de son foncier, dans ses projets et contribuer à la restauration ou à la préservation de milieux naturels. En France, le Groupe travaille avec ses partenaires historiques nationaux, notamment :

- **FCEN** (Fédération des conservatoires d'espaces naturels) : partenariat technique et scientifique relatif à la contribution positive à la nature ;
- **FNPF** (Fédération nationale de la pêche en France) : le partenariat se poursuit via le financement et le pilotage d'actions en faveur des milieux aquatiques (une convention cadre et près de 50 conventions locales avec les fédérations départementales) ;
- **LPO** (Ligue pour la protection des oiseaux) : accompagnement de projets locaux notamment sur les faucons pèlerins sur le parc thermique et nucléaire, création de refuges pour la faune ;
- **MNHN** (Muséum national d'Histoire naturelle) : collaboration sur des projets de recherche ;

(1) Pour plus d'information sur l'approche méthodologique utilisée dans IBAT, voir https://www.ibat-alliance.org/biodiversity-disclosure

(2) La loi sur l'eau et milieux aquatiques (LEMA) de 2006 transcrit la directive cadre sur l'eau (DCE) et introduit le classement des cours d'eau en deux listes. Pour les tronçons de cours d'eau classés en liste 2, tout ouvrage faisant obstacle doit être équipé de manière à pouvoir assurer la continuité écologique. Sur le parc hydroélectrique exploité par EDF Hydro en France, environ 140 ouvrages de retenue et prise d'eau sont situés sur un cours d'eau classé en liste 2, dont des axes de grands migrateurs, qui revêtent ainsi une sensibilité particulière en termes de continuité piscicole.

- **ONF** (Office national des forêts) : partenariat technique et scientifique relatif à la contribution positive à la nature, orienté sur la préservation, l'adaptation et la résilience des milieux forestiers ;
- **Réseau des CBN** (Conservatoires botaniques nationaux) : opérations de végétalisation à partir de semences locales ;
- **UICN** (Comité français de l'Union internationale pour la conservation de la nature) : accompagnement à l'intégration de la biodiversité dans la démarche du Groupe ;
- **UNCPIE** (Union nationale des centres permanents d'initiatives pour l'environnement) : concertations locales pour promouvoir la préservation de la biodiversité ;
- **SFEPM** (Société française pour l'étude et la protection des mammifères) : accompagnement dans la conciliation des enjeux d'exploitation, de maintenance et de développement du parc hydroélectrique avec les espèces protégées présentes dans ou à proximité des ouvrages.

Tous les deux ans environ, EDF réunit ses partenaires de niveau national pour challenger et revoir le bilan des engagements volontaires du Groupe sur la biodiversité.

3.2.5.2.1 Renforcer l'amélioration des connaissances et les partager

Suivis en exploitation

Les impacts sur l'environnement et la biodiversité des ouvrages en exploitation, notamment nucléaires, font l'objet d'une surveillance menée en France par les équipes d'EDF et par des organismes scientifiques tels que l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (IFREMER) ou l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). EDF met en œuvre une surveillance environnementale au droit de l'ensemble des sites nucléaires en exploitation et en déconstruction. La surveillance chimique, physico-chimique, hydroécologique et microbiologique mise en œuvre depuis plusieurs dizaines d'années permet de conclure à l'absence d'influence des sites nucléaires d'EDF sur le fonctionnement écologique des cours d'eaux et du milieu marin. EDF réalise également une surveillance spécifique en période de canicule). Cette surveillance a permis de démontrer l'absence d'effet notable du fonctionnement des centrales nucléaires concernées sur les milieux récepteurs. Les données collectées dans le cadre de ces suivis sur plusieurs décennies ont montré que la radioactivité présente dans l'environnement des sites nucléaires d'EDF est majoritairement d'origine naturelle. La contribution des rejets d'effluents des sites nucléaires d'EDF à l'apport de radioactivité dans l'environnement est extrêmement faible et stable sur la dernière décennie. Les niveaux de radioactivité observés, en lien avec les rejets d'effluents des sites nucléaires d'EDF, sont sans impact sanitaire et sur l'environnement, en cohérence avec les conclusions des études d'impact.

Les sites thermiques de CCG Martigues et la centrale de Cordemais mettent en place des suivis hydrobiologiques depuis plusieurs années. Les principaux groupes suivis sont le benthos, les poissons, le plancton, les invertébrés benthiques et les posidonies.

Les parcs éoliens et photovoltaïques font également l'objet de suivis de la biodiversité encadrés selon des réglementations ou des études spécifiques. Concernant le parc éolien en mer de Saint-Nazaire mis en service depuis trois ans, le suivi des fondations des éoliennes est réalisé notamment par plongées sous-marines. Les plongées révèlent peu de différences en nombre d'espèces par rapport à l'état initial.

Le groupe EDF participe au projet *Aires marines sentinelles*, avec deux sites éoliens (Provence Grand Large et Saint-Nazaire) et un site nucléaire (Gravelines). Ce projet participe au réseau de surveillance pérenne de la biodiversité côtière en France hexagonale et de son évolution. L'objectif est d'inventorier et suivre sur le long terme la biodiversité marine et son évolution, en lien notamment avec les changements globaux (notamment climatiques).

Recherche et développement

La maîtrise des impacts environnementaux d'activités industrielles doit reposer sur des connaissances avancées des milieux et la compréhension de phénomènes souvent complexes. La recherche d'EDF sur la protection de l'environnement implique près de 200 chercheurs et techniciens ainsi que de nombreux partenaires scientifiques. Plus précisément sur la biodiversité, ce sont quatre projets de R&D qui sont mobilisés :

- le projet **BIODIV'** vise à évaluer et diminuer les impacts des installations de production d'électricité d'origine nucléaire, thermique et hydroélectrique sur la biodiversité et situer ces impacts dans un contexte de changements globaux en proposant des outils scientifiques et technologiques, en apportant une expertise pour optimiser les choix technologiques des ouvrages. Ce projet produit en moyenne depuis 2018 près de 10 publications scientifiques par an dont deux dans la revue *Nature*, pilote 3 thèses tous les ans et anime des relations avec de nombreux partenaires (INRAE, MNHN, IFREMER, etc.). L'INRAE et la R&D d'EDF ont mis en place, depuis 2009, une équipe commune de recherche HYNES afin de collaborer sur le développement d'approches écologiques des milieux aquatiques ;
- le projet ***Renewables Environment and Sustainability*** **(REES)**, vise à développer des solutions innovantes et efficaces pour réduire les impacts de l'éolien (terrestre et maritime) et du solaire sur l'environnement et sur la biodiversité, tout en optimisant le productible. Dans le cadre de ce projet, une thèse réalisée de 2023 à 2026, en partenariat avec l'Institut de recherche pour le développement (IRD) porte sur la modélisation et la prédiction du comportement des oiseaux marins par rapport aux parcs éoliens en mer ;
- le projet ***Séquestration Carbone, foncier et solutions naturelles*** **(CACTUS)** vise à évaluer la réalité et la pérennité des actions de stockage de carbone par des solutions naturelles et à définir les modalités pour maximiser les bénéfices de telles actions sur la biodiversité et le cycle de l'eau. Ce projet contribue plus généralement au développement des solutions naturelles d'adaptation au changement climatique ;
- le projet ***Empreinte environnementale production*** **(EEP)** a pour finalité de mieux évaluer l'empreinte environnementale des actifs de production et en particulier leur empreinte sur la biodiversité. Plusieurs méthodes sont testées sur un périmètre représentant différentes filières de production du Groupe, impliquant des experts de l'analyse du cycle de vie (ACV) et des domaines écologiques. L'opportunité d'appliquer ces méthodes est en cours d'évaluation.

EDF siège par ailleurs au Comité de parties prenantes de la Fondation de recherche pour la biodiversité (FRB) et au Comité d'orientation du protocole ITTECOP (Infrastructures de transports, territoires, écosystèmes et paysages) 2024-2028.

Actions dans la chaîne d'approvisionnement

La filière achats du Groupe contribue à la prise de conscience des enjeux et à la maîtrise des impacts sur la nature au travers :

- d'une collaboration avec l'UICN sur l'identification des secteurs d'achats à risques pour mettre à jour la cartographie des risques achats (voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ») ;
- de sessions de sensibilisation pour les acheteurs et responsables de catégories d'achats (au périmètre EDF SA) sur les secteurs d'achats à risque identifiés ;
- de l'intégration progressive de leviers achats dans la bibliothèque de leviers (voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables »), avec environ 10 leviers sur 300 directement liés à la réduction de l'impact sur la biodiversité.

3.2.5.2.2 Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité

Cette partie traite de la pression de changement d'usage des terres, mers et eaux douces jugée matérielle pour EDF dans le cadre de l'analyse de double matérialité. Les pressions liées à la pollution et à la surexploitation des ressources abiotiques sont traitées dans les autres normes ESRS.

Actions sur les projets en construction

Le Groupe applique les principes de la *mitigation hierarchy* [1], ou la réglementation du pays lorsque celle-ci est plus exigeante notamment en Europe. Les sociétés du Groupe en France appliquent la doctrine ERC (éviter, réduire, compenser) pour la totalité des projets et des ouvrages en exploitation [2]. Les études d'impacts environnementales et sociétales réalisées en amont des projets sont en conformité avec la réglementation en vigueur et les meilleures pratiques (par exemple les normes de performance de l'IFC si celles-ci sont plus contraignantes).

Afin de limiter le changement d'usage des terres, le Groupe optimise son emprise et positionne les nouveaux aménagements industriels préférentiellement sur des sites déjà artificialisés. Ainsi, EDF recycle son foncier artificialisé pour le développement des infrastructures de production :

- par l'installation de nouvelles unités de production sur les anciens sites thermiques : depuis 15 ans, toutes les nouvelles turbines à combustion installées en France par EDF l'ont été sur du foncier recyclé et des parcs solaires ont été installés sur différents anciens sites de centrales thermiques. Par ailleurs, dans le cas où de nouveaux moyens de production thermiques décarbonés seraient nécessaires à l'équilibre du système électrique, ceux-ci seraient implantés préférentiellement sur du foncier en majeure partie déjà artificialisé (recyclage du foncier d'anciennes centrales thermiques) ;
- par l'augmentation de la capacité de production de ses installations existantes (par exemple *repowering* sur des installations hydroélectriques ou éoliennes) ;
- par la prolongation de la durée de fonctionnement de ses moyens de production, notamment la poursuite de l'exploitation du parc nucléaire français existant au-delà de soixante ans, en toute sûreté et en toute performance.

EDF développe par ailleurs des capacités de production qui privilégient le co-usage d'un même foncier par plusieurs activités, notamment avec l'agriculture pour les parcs éoliens et la pêche pour l'*offshore*, et principalement grâce à l'agrivoltaïsme pour le photovoltaïque. En France, avec la mise en place en 2024 d'une réglementation qui encadre les conditions de mise en œuvre des projets agrivoltaïques et photovoltaïques agri-compatibles, le groupe EDF a dédié une partie de ses activités de R&D, développement et construction à ces catégories d'installation, permettant un co-usage de cultures telles que la vigne, l'arboriculture ou l'élevage.

Les chantiers majeurs de nouvelles infrastructures en phase de construction ont fait l'objet d'études d'impacts et ont mis en œuvre des mesures d'évitement, réduction et éventuellement de compensation selon les législations nationales en vigueur en France et au Royaume-Uni.

Technologie	Chantiers majeurs du Groupe en 2025 (Pays)	Exemples de mesures ERCA [1] mises en œuvre
Nucléaire	Construction de l'EPR Penly (France)	Les mesures d'évitement, de réduction des impacts pressentis, de compensation des impacts résiduels, d'accompagnement, de suivi des mesures et de suivi environnemental ont été publiées par décret le 3 juin 2024 (décret n° 2024-505 *portant autorisation environnementale relative à la réalisation de travaux préparatoires nécessaires à l'implantation d'une paire d'unités de production nucléaire de type EPR2, sur le site de Penly et la commune de Petit-Caux*). Parmi ces mesures : la réduction des emprises du chantier sur terre et sur mer, la restauration des zones de dépôt de matériau, la mise en œuvre de mesures compensatoires sur 13 sites d'une surface totale de 70 hectares. Les premiers travaux de terrassement sur le chantier de Penly ont démarré en 2024. Le Comité technique rassemblant des représentants des maîtres d'ouvrage (EDF et RTE), des services en charge du contrôle (DREAL, DDTM), de collectivités locales, OFB, Conservatoire du Littoral, etc, a débuté en 2025. En octobre 2025, un avis délibéré de l'Autorité environnementale sur l'implantation de deux unités de production EPR2 sur le site de Penly a été publié. Cet avis porte sur la qualité de l'étude d'impact présentée par le maître d'ouvrage et sur la prise en compte de l'environnement par le projet ; il ne porte pas sur son opportunité. Il vise à permettre d'améliorer sa conception, ainsi que l'information du public et sa participation à l'élaboration des décisions qui s'y rapportent. EDF a analysé l'ensemble des recommandations émises et a produit un mémoire en réponses qui sera mis à la disposition du public dans le dossier d'enquête publique portant sur l'autorisation de création des installations nucléaires EPR2 de Penly.
	Construction de la centrale d'Hinkley Point (HPC) (Royaume-Uni)	Les terrains périphériques utilisés pour les activités de construction à HPC seront restaurés en zones naturelles après l'achèvement des travaux de construction. Une restauration partielle a déjà été réalisée. 65 000 arbres et arbustes ont déjà été plantés. Le design de l'EPR de HPC a pris en compte l'impact environnemental et la performance dès la conception. Ainsi le système de refroidissement d'eau prend en compte les meilleures pratiques actuelles documentées par le régulateur environnemental pour la protection des poissons en intégrant les spécificités et enjeux locaux. HPC a ainsi notamment déployé des structures d'entrée à faible vitesse innovantes, permettant de minimiser l'aspiration de poissons avec l'eau de refroidissement.
Hydroélectricité	Augmentation de puissance de 18 MW et mise en œuvre d'une STEP à Saut-Mortier (France)	Le projet a fait l'objet de nombreuses mesures ERC dès la phase de conception. Les impacts négatifs limités du projet en phase chantier sur le milieu aquatique seront très largement compensés par les impacts positifs en phase d'exploitation ; cet impact positif sur le milieu aquatique (biologie sur la basse rivière d'Ain) étant par ailleurs l'un des objectifs du projet. Les premiers travaux ont démarré en 2024. Les mesures ERC des incidences négatives notables au projet ont été publiées par l'arrêté préfectoral n° DCL-BRGAE-39-2024-0118-001 signé le 18 janvier 2024.

(1) Éviter, réduire, compenser, accompagner.

(1) Principes issus de la norme de performance 6 de l'*International Finance Corporation* (IFC, société financière internationale, structure de la banque mondiale), traitant de la conservation de la biodiversité et de la gestion durable des ressources naturelles vivantes.

(2) En France, la loi *pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages* adoptée le 8 août 2016, requiert de la part des entreprises que « les mesures de compensation visent un objectif d'absence de perte nette, voire de gain de biodiversité ».

Actions en phase d'exploitation sur les milieux d'eaux douces (hydroélectricité)

Continuité piscicole : pour assurer la continuité piscicole (modifiée par la construction des barrages), les exploitants hydro-électriques ont engagé la mise en place de dispositifs de franchissement. Cette démarche d'aménagements adaptés s'est ancrée progressivement dans la conception ou la mise à niveau des aménagements.

Depuis les années 1980, EDF a mis en place en France plus de 250 dispositifs facilitant la migration piscicole sur des sites à enjeux écologiques (principalement sur des cours d'eau classés). Il s'agit d'équipements de franchissement de barrages (tels que les « passes à poissons »), de démantèlements de seuils en rivière, de piégeage/transport ou encore d'arrêts de turbinage ciblés. Au regard de l'avancement de la réalisation de ces équipements, huit aménagements situés sur des cours d'eau classés en liste 2 restent à équiper. En France Outre-mer, aucun ouvrage n'est concerné par les classements qui s'arrêtent à l'aval des aménagements.

Débits : les activités de la filière hydroélectrique peuvent également modifier les régimes hydrologiques. En 2025, une baisse de débit réservé est entrée en vigueur sur un ouvrage dans les Pyrénées-Orientales pour répondre aux enjeux multiusages dans un contexte de rareté chronique de la ressource en eau dans la région.

Soutien d'étiage en période de sécheresse : grâce à sa capacité de prévision et de coordination de la gestion de l'eau, EDF Hydro est un acteur clé de l'optimisation des ressources hydriques disponibles dans les retenues qu'elle exploite. Dans ce cadre, EDF Hydro assure un volume significatif de soutiens d'étiages qui contribuent à préserver les milieux aquatiques d'eau douce. Ces soutiens sont une des actions couvertes par l'engagement *act4nature* du Groupe pour la période 2023-2025 (voir la section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau douce »).

Actions en phase d'exploitation sur les milieux terrestres (réseaux, éolien, biomasse)

Collisions et électrocution de la faune volante : la prise en compte de la biodiversité est un enjeu majeur pour le gestionnaire de réseau Enedis : le réseau de distribution d'électricité est pour moitié aérien et présente un risque de mortalité des oiseaux de grande envergure par choc sur les lignes ou électrocution. La réalisation de nouvelles lignes électriques en souterrain permet notamment de répondre à l'enjeu. Sur les lignes aériennes restantes, en partenariat avec des associations naturalistes, Enedis met en place, progressivement et de manière ciblée, les actions correctives telles que la pose de balises pour éviter la percussion des oiseaux ou la pose d'équipements isolants pour éviter l'électrocution. Ces actions sont pilotées dans le cadre du Comité national Avifaune (CNA), qui regroupe Enedis, RTE, la Ligue pour la protection des oiseaux (LPO) et France Nature Environnement (FNE).

Afin de limiter les impacts des parcs éoliens sur la faune volante, des mesures d'atténuation et de suivi des incidences sont mises en œuvre pendant la phase chantier et en exploitation, telles que l'entretien des abords des éoliennes pour limiter leur attractivité. Dans les parcs qui présentent des risques avérés de collision, des mesures de réduction de la mortalité des oiseaux et des chiroptères sont intégrées :

- oiseaux : il est possible d'installer sur les parcs des systèmes de « détection-réaction » qui émettent des signaux sonores dans le but d'effaroucher les oiseaux lorsqu'ils s'approchent du rotor ou bident les éoliennes en temps réel. Une thèse EDF-IRD cherche, via les réseaux de neurones, à disposer d'un modèle de risque de collision ;
- chiroptères : le moyen le plus utilisé est le bridage, qui consiste à arrêter les éoliennes lorsque les conditions météorologiques sont les plus favorables à l'activité en altitude des chauves-souris. Près des deux tiers des éoliennes exploitées par EDF power solutions en France font l'objet d'une régulation pour les chiroptères : les éoliennes sont arrêtées lorsque les conditions de présence des chauves-souris aux alentours immédiats des turbines sont réunies. Les plans de bridage mis en place varient en fonction de paramètres propres à chaque site et permettent une réduction conséquente des collisions. Des suivis spécifiques réalisés les premières années d'exploitation permettent le cas échéant d'optimiser ces plans. En Belgique, tous les parcs de Wallonie et une partie des parcs de Flandres sont équipés de systèmes de bridage.

Le groupe EDF, l'UICN, Energias de Portugal et Shell, en partenariat notamment avec les ONG *Birdlife* et *Fauna Flora* ont élaboré et publié en 2021 des lignes directrices pour atténuer les impacts sur la biodiversité associés au développement de projets éoliens et photovoltaïques. Ces travaux se sont poursuivis en 2023-2024, avec des publications sur l'évaluation des impacts cumulés, l'identification de zones propices aux énergies renouvelables, les opportunités pour améliorer la biodiversité et les achats responsables.

Approvisionnement en biomasse durable : l'approvisionnement en bois énergie pour la production d'électricité et de chaleur peut avoir un impact sur les écosystèmes. Dalkia approvisionne les principales chaufferies bois énergie qu'elle exploite en France, en partie via sa filiale Bois Énergie France (BEF), ce qui représente un volume annuel de 2,6 millions de tonnes de bois énergie en 2025. Dalkia s'est engagée de façon volontaire à accroître la part de bois issue de forêts certifiées PEFC ou FSC. Cet indicateur permet de mettre en avant la durabilité du produit sur toute la chaîne depuis les producteurs (propriétaire forestier, agriculteur, etc., engagés dans une démarche de durabilité) et le recycleur (qui recycle les déchets et résidus pour les valoriser en énergie) jusqu'à l'utilisation finale. Dalkia s'est fixé l'objectif d'avoir plus de 30 % de bois PEFC dès 2026 et au-delà.

3.2.5.2.3 Agir en faveur de la restauration et de la préservation des milieux naturels

Plusieurs activités du Groupe permettent l'amélioration potentielle des écosystèmes :

Le soutien d'étiage en période de sécheresse

Voir la section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau douce ».

Entretien de la végétation sous et aux abords des lignes électriques

Dans le cadre de l'entretien de la végétation sous et aux abords des lignes électriques, Enedis expérimente des solutions permettant de maintenir des espaces ouverts favorables à la biodiversité. Ces milieux, trop étroits pour un usage agricole intensif, sont rarement exploités et ne reçoivent ni intrants ni pesticides, ce qui en fait des friches très riches en biodiversité. Pour maintenir ces milieux sans y intervenir trop souvent et trop brutalement avec les engins classiques de girobroyage, des expérimentations de techniques alternatives ont été menées ces dernières années.

Les actions de restauration menées dans le Groupe

Le groupe EDF s'engage à participer la restauration et/ou préservation de plus de 30 espaces naturels avec des partenaires locaux entre 2020 et 2030 (voir la section 3.2.5.3 « Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes »). Une partie de ces restaurations concerne le grand cycle de l'eau, ressource dont le Groupe est fortement dépendant (voir la section 3.2.4.2.3.5 « Restauration des milieux aquatiques »). Certaines actions mutualisent des bénéfices sur la biodiversité, la régulation du cycle de l'eau, et sur l'atténuation d'émission ou de séquestration carbone.

Quelques exemples de réalisations entre 2023 et 2025 (qui complètent les exemples donnés dans l'état de durabilité 2024) :

- **sur le site de la centrale de Saint-Alban :** EDF gère depuis 2018 avec le CEN Isère les 19 hectares de la zone humide de Malessard par un plan de gestion écologique. Le partenariat entre EDF et le CEN Isère a été renouvelé pour la période 2025-2029 (plan de gestion écologique également renouvelé sur la même période) ;

- **sur le site de la centrale de Nogent-sur-Seine :** depuis 1992, EDF gère, de manière volontaire avec l'Association Nature du Nogentais (ANN), la réserve de la Prée (42 hectares de zone boisée avec conservation de prairie humides et zones rivulaires ouvertes). En 2025, la convention de partenariat EDF-ANN a été renouvelée pour trois ans avec l'objectif de mettre à jour le plan de gestion écologique de cette zone ;
- **sur le foncier de la centrale de Martigues :** le partenariat entre EDF et le CEN PACA prévoit la mise en œuvre d'un plan de gestion jusqu'en 2030 sur 9 hectares de prairies humides méditerranéennes et d'habitats de type garrigue. La zone humide du site EDF de Martigues fait partie d'un réseau de petites zones humides sur le littoral de la côte bleue. Le plan de gestion intègre la composante du changement climatique avec par exemple le démarrage en 2025 d'une étude sur le fonctionnement hydrologique et hydraulique de la zone humide ou encore le test de la démarche Natur'Adapt pour définir des mesures de gestion d'atténuation ;
- **sur le foncier de l'ancienne centrale de Montereau :** une convention de partenariat a été signée entre EDF et le CEN Occitanie en juin 2025 afin de définir un plan de gestion pour les quatre hectares du foncier EDF au sein de l'Arrêté de protection biotope de la grande paroisse. L'objectif sera de préserver des coteaux calcaires menacés par une fermeture des milieux ;
- **à proximité de la centrale nucléaire du Bugey :** le CNPE de Bugey contribue aux côtés du CEN Rhône-Alpes au projet Life La Valbonne 2020-2027 coordonné par le ministère des Armées. Ce projet intègre la restauration de 3 hectares de zones humides et la restauration de 700 hectares de pelouses sèches par éco pâturage notamment ;
- **à proximité de la centrale nucléaire de Saint-Laurent des Eaux :** préservation et gestion durable de la forêt de Chambord. Les forêts jouent un rôle significatif dans le maintien du grand cycle de l'eau, notamment via l'évapotranspiration et la dynamique d'infiltration de l'eau dans les sols. Dans le cadre du projet de séquestration carbone (voir la section 3.2.2.1.2.3.1 « Contribution carbone »), des actions positives pour la biodiversité sont déployées par le Domaine national de Chambord sur l'ensemble des 4 000 hectares du domaine à partir d'un référentiel de pratiques identifiées comme les plus intéressantes pour apporter des conditions favorables à la préservation de la biodiversité. Par ailleurs, EDF et le Domaine de Chambord ont signé fin décembre 2024 un partenariat technique et scientifique pour restaurer la fonctionnalité du cours d'eau Ruisseau de Chambord. Les actions menées sont réalisées en partenariat avec le Syndicat d'entretien du bassin du Beuvron (SEBB). Les actions consistent en de la restauration de continuité, l'amélioration du franchissement piscicole et la restauration de lit mineur ;
- **dans le bassin versant de la Loire et Allier, restauration de la zone humide de la Celle et des marais de Rinains :** en partenariat avec le CEN Auvergne, la Direction du Parc Nucléaire et Thermique accompagne la restauration de 90 hectares de zones humides dans le bassin versant de l'Allier en prenant en compte les aménagements actuellement existants et les besoins et avis des acteurs locaux ;
- **sur les marais d'Intriat et Belloire :** EDF exploite le complexe hydroélectrique des Trablettes-Intriat dont elle est concessionnaire et est propriétaire d'une partie des marais tuffeux de la Belloire qui abritent une biodiversité exceptionnelle. Dans le cadre d'un partenariat démarré en 2001 avec le CEN Auvergne-Rhône-Alpes, un plan de gestion écologique est mis en place sur ces marais qui font désormais partie des espaces naturels sensibles des gorges de l'Oignin. Le plan de gestion de ces marais (62 ha) a été renouvelé pour la période 2024-2028 avec un financement annuel d'EDF.

3.2.5.2.4 Ressources investies et dépenses actuelles allouées aux actions relatives à la biodiversité et aux écosystèmes

En complément des investissements réalisés sur les actifs de production, le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement identifiés, à des actions en faveur de la biodiversité. Le reporting de ces dépenses repose sur des données issues d'une collecte réalisée auprès de l'ensemble des entités du Groupe. À ce jour, les outils de gestion du Groupe ne permettent pas un chiffrage exhaustif de ces actions. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en faveur de la biodiversité.

Des investissements en faveur de la biodiversité et des écosystèmes

Selon les estimations réalisées, les ressources investies par le Groupe au titre des actions liées la biodiversité et aux écosystèmes en 2025 s'élèvent à 112 M€.

Les investissements identifiés en 2025 portent principalement :

- sur les réseaux de distribution avec des actions visant notamment à enfouir les ouvrages pour une protection directe de la biodiversité pour 92 M€ ;
- les installations hydroélectriques avec la création de nouveaux équipements de franchissement de barrages pour assurer la continuité piscicole pour 12 M€ ;
- le nouveau nucléaire avec des opérations de préparation du terrain pour 8 M€ (transplantation d'arbustes, bornage de zones préservées...).

Par ailleurs, le Groupe a mené des actions d'évitement, de réduction, de compensation et d'accompagnement. Les actions mesurables pour cette première année d'application de la CSRD concernent uniquement quelques chantiers majeurs (EPR2 Penly et projet hydraulique de Saut-Mortier) et s'élèvent à 5 M€.

Dépenses et efforts de recherche en faveur de la biodiversité et des écosystèmes

Annuellement, EDF met en œuvre une surveillance environnementale de l'ensemble des sites nucléaires en exploitation et en déconstruction. Le coût annuel associé à la surveillance hydroécologique est de 2,9 M€ et de 1,4 M€ pour la surveillance radioécologique.

En 2025, en complément des actions réalisées sur les actifs de production, le Groupe contribue à l'amélioration des connaissances sur la biodiversité et les écosystèmes par des travaux de recherche et développement pour un montant au moins égal à 9 M€.

3.2.5.3 Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes

Signataire des campagnes de plaidoyer organisées par *Business for nature* pour la COP15 et la COP16, EDF souhaite contribuer à un monde *Nature positive* (ambition 2050 du Cadre mondial de Kunming Montréal pour la biodiversité).

Cible de préservation et de restauration d'espaces naturels

En lien avec l'analyse de matérialité et particulièrement ses dépendances, le Groupe s'est doté d'une cible de restauration d'espaces naturels : entre 2020 et 2030, EDF aura participé à la restauration et/ou préservation de plus de 30 espaces naturels [1] avec des partenaires locaux pour contribuer à sa résilience propre et à celle de ses territoires d'implantation. La restauration vise notamment à restaurer des écosystèmes (zones humides, forêts...) qui sont en lien avec le grand cycle de l'eau, ressource dont le Groupe est fortement dépendant.

(1) Espaces de plus de 1 hectare, objets d'actions pluriannuelles de gestion, génie écologique et/ou de préservation, réalisées avec des partenaires externes experts de ces actions. Ces actions sont hors actions de compensation écologique réglementaire.

Cette cible volontaire (sans lien avec la compensation réglementaire) est fondée sur les objectifs du cadre mondial de Kunming-Montréal qui vise la conservation (*target* 3) et la restauration (*target* 2) de 30 % de zones terrestres, aquatiques et marines, ainsi que du règlement européen sur la restauration de la nature.

Enjeu de durabilité	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024	2025
Impact sur les écosystèmes	Préserver et restaurer de manière volontaire 30 sites entre 2020 et 2030	2020	Annuelle	Groupe	6 sites	13 sites

3.2.6 ESRS E5 – Utilisation de ressources et économie circulaire

Le groupe EDF adopte une démarche responsable pour ses déchets visant à favoriser, dans une approche circulaire, la maîtrise de ses productions de déchets, le réemploi, le recyclage ainsi que la valorisation des produits et matériaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière et énergétique). Il vise en parallèle à prioriser et limiter au plus juste l'utilisation des ressources entrantes en minerais, en produits transformés tels que le ciment et l'acier ainsi qu'en uranium sur l'ensemble de la filière industrielle de transformation.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les IRO suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

IRO	Chaîne de valeur
Impact négatif	Amont
Impact positif	Opérations propres
Risque	Aval
Opportunité	

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Déchets (voir la section 3.2.6.3)	*(1I, 2A)* Génération de déchets	Les activités de construction et de déconstruction, ainsi que les opérations d'exploitation des infrastructures de production d'énergie et de chaleur, génèrent différents types de déchets, devant ensuite être traités.	Court et moyen termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Déchets (voir la section 3.2.6.3)	Démantèlement nucléaire et gestion des déchets radioactifs	La nécessaire déconstruction des centrales nucléaires arrivées en fin de vie à travers le monde crée des opportunités de revenus et de nouveaux marchés pour le Groupe, notamment dans le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs.
	(1I) Risques politiques et réglementaires	Les évolutions de la réglementation environnementale sur la gestion des déchets en particulier radioactifs peuvent conduire à des augmentations de coûts de traitements, d'investissement ou de redevance.
Flux de ressources entrantes (voir la section 3.2.6.2)	*(1I)* Diminution des flux de ressources entrantes	Les risques de raréfaction des ressources, notamment en bois énergie et minerais stratégiques [1], peuvent impacter le développement de nouvelles installations et le bon fonctionnement des installations existantes (ex. difficulté d'approvisionnement, tensions géopolitiques...) et engendrer une hausse potentielle des coûts, en particulier dans les filières renouvelables dont la biomasse.

(1) Les minerais stratégiques sont des matériaux rares et indispensables pour la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des outils industriels d'EDF dans le cadre de la transition énergétique.

La production d'énergie engendre divers types de déchets, conventionnels et radioactifs, selon les sources d'énergie utilisées. Les contraintes sur les ressources entrantes, notamment les métaux, minéraux et combustibles tels que le bois énergie, dues à leur raréfaction, et l'augmentation de la demande, des tensions géopolitiques ou des exigences environnementales et sociales plus strictes, peuvent créer des difficultés d'approvisionnement et augmenter les coûts. Le renforcement des réglementations sur la gestion des déchets peut également entraîner une hausse des coûts de gestion.

Le groupe EDF est un acteur engagé et responsable sur sa production et sa gestion de déchets radioactifs. Il participe au développement des moyens de traitement des déchets sur l'ensemble du cycle. Ainsi, la déconstruction des centrales nucléaires définitivement arrêtées représente une opportunité de développement de nouveaux marchés, notamment dans la gestion et le traitement des gros composants activés. Cyclife est une filiale à 100 % d'EDF dédiée à ce type d'activité.

Lors de l'analyse de double matérialité, les impacts, risques et opportunités ont été considérés à une échelle nationale ou supranationale compte tenu que les filières de traitement de déchets et les problématiques d'approvisionnement de ressources sont des sujets nationaux et propres aux secteurs. Pour identifier les risques et opportunités matériels des sources internes et externes ont été utilisées telles que l'Office français de la biodiversité (OFB), les directives de la TNFD pour le secteur de l'énergie ou encore le programme *Nature Positive Energy System* du WBCSD, ainsi que des consultations de contributeurs internes et externes. Les intérêts des communautés affectés ont été intégrés indirectement via ces différentes sources.

En complément des informations susvisées, les risques spécifiques aux activités nucléaires sont détaillés à la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés ».

Au titre des risques et opportunités matériels identifiés ci-avant, des impacts actuels notables ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 19 « Enjeux de durabilité dans les états financiers »).

3.2.6.1 Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire

Le Groupe fait de l'utilisation optimale des ressources naturelles consommées par sa chaîne de valeur une composante essentielle de sa responsabilité d'entreprise.

Dans ce cadre, le respect par les entités du Groupe des réglementations en vigueur en matière de déchets de toute nature est une composante essentielle de cet engagement.

Afin de prendre en charge les impacts liés à la génération de déchets et les risques liés aux flux de ressources entrantes, la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise ») vise à développer la démarche d'économie circulaire et à améliorer la valorisation des déchets produits. Dans ce cadre, le Groupe s'attache notamment à :

- favoriser une approche d'économie circulaire dès la phase de conception des grands projets en intégrant une analyse d'éco-conception permettant de réduire tout au long du cycle de vie de l'installation, l'impact environnemental en associant entre autres les acteurs du territoire ;
- limiter la production de déchets conventionnels en favorisant le réemploi, le recyclage et la valorisation des produits/matériels sur l'ensemble de la chaîne de valeur : une démarche de gestion des déchets adaptée est mise en place pour les nouveaux chantiers afin de prévenir, limiter la production de déchets conventionnels et d'en favoriser le recyclage, la valorisation ainsi que le réemploi, notamment pour les pièces et matériels lors des déconstructions des installations industrielles.

Des programmes R&D en matière d'économie circulaire et territoire viennent appuyer les centres d'ingénierie et de production pour enclencher des démarches vertueuses de nature à préserver les ressources, prévenir la génération de déchets, et en améliorer la valorisation dans les filières appropriées.

Par ailleurs, en ce qui concerne plus particulièrement le traitement des déchets conventionnels, la politique se concrétise sur différents volets :

- la mise en œuvre des prétraitements sur site des différents déchets, afin de limiter le volume produit et de favoriser la valorisation de la fraction restante (concentration des hydrocarbures, séparation de l'amiante) ;
- la mise en place de partenariats avec des acteurs de référence du recyclage ;
- la valorisation des déchets dans des filières habilitées : par exemple les terres excavées des chantiers ou les sédiments issus des barrages hydroélectriques sont valorisés comme granulats pour le génie civil ou dans des filières de travaux publics ;
- le tri et la valorisation de certains déchets vers des filières de valorisation dédiées (actifs éoliens ou photovoltaïques en fin de vie pour EDF power solutions) ;
- le développement du réemploi des pièces et matériels, notamment lors des déconstructions des installations industrielles.

Afin de faire face aux risques liés aux ressources entrantes en bois énergie, l'approvisionnement en biomasse durable s'articule autour du développement d'une filière issue de forêts certifiées ainsi que de sous-produit de l'industrie forestière (voir la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité »).

En matière de démantèlement nucléaire et de gestion des déchets radioactifs, le Groupe a développé, dans le respect des réglementations en vigueur, une approche qui lui permet :

- de coordonner l'ensemble des opérations du cycle du combustible nucléaire, de l'achat, en passant par son utilisation, et l'aval du cycle en France (l'entreposage en piscine, le traitement des combustibles usés, le conditionnement des déchets radioactifs et le recyclage des matières valorisables, l'entreposage des déchets conditionnés avant leur stockage) (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire ») ;
- d'assumer ses responsabilités vis-à-vis des déchets radioactifs et, en France, de déconstruire les centrales nucléaires en toute sûreté et dans le respect des normes environnementales (en optimisant et gérant les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont le Groupe a la responsabilité, en développant les filières de traitement pour réduire le volume des déchets entreposés et stockés). EDF a constitué des actifs dédiés pour sécuriser le financement des obligations de long terme (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

Le groupe EDF met en œuvre l'ensemble de ces dispositions selon un principe de subsidiarité et de proportionnalité aux enjeux au sein de chaque métier et filiale du Groupe.

3.2.6.2 Flux de ressources entrantes

3.2.6.2.1 Actions et ressources relatives aux ressources entrantes

Le groupe EDF s'est lancé dans une dynamique d'amélioration de l'efficacité et de l'optimisation des ressources entrantes. Ces efforts incluent l'optimisation des besoins en combustibles et la gestion responsable des matières premières. Le Groupe s'est engagé dans une série d'initiatives, décrites ci-après, pour réaliser ces objectifs, mêlant innovation technologique, analyses rigoureuses et pratiques durables.

Le groupe EDF intervient dans l'accompagnement à la sobriété des usages énergétiques afin de maîtriser le dimensionnement des nouvelles infrastructures de production électrique et, ainsi, d'optimiser l'utilisation de ressources nécessaires à la transition énergétique (voir les sections 3.2.2.1.2.2.2 « Aval : accompagner les clients du Groupe vers l'électrification et la décarbonation », paragraphe « Développement des usages sobres de l'électricité » et 3.3.5.1.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité »).

Optimisation des besoins en combustibles

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative, notamment uranium, gaz, fuel, bioliquides et bois énergie Le Groupe a initié plusieurs actions en 2024 et qui continueront en 2025 pour optimiser ses besoins en combustibles.

Afin d'optimiser l'utilisation des combustibles fossiles, le Groupe actionne de nombreux leviers :

- le recours à des cycles combinés à gaz à fort rendement et nouvelle génération (installations de Marghera Levante et Presenzano d'Edison en Italie, mis en service entre 2023 et 2024) ;
- l'utilisation de ressources renouvelables et de récupération (bois énergie, chaleur fatale, etc.). À titre d'exemple, Dalkia a une démarche d'approvisionnement de ces centrales de chaufferie, en ressource de biomasse renouvelable utilisé comme combustible. Le bois énergie provient majoritairement des sous-produits de l'exploitation forestière exploitée pour le bois d'œuvre. Voir la section 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité » ;

- l'optimisation des installations existantes d'EDF SEI, Dalkia ou EDF Energy à travers l'amélioration de l'efficacité énergétique ou du rendement des process, les prescriptions en termes de qualité des combustibles ou la surveillance renforcée des niveaux de rendement (*e-monitoring*). Par exemple, Dalkia utilise un outil de gestion des énergies permettant d'optimiser l'utilisation des combustibles des installations énergétiques et de renforcer le recours aux énergies renouvelables (bois énergie) en substitution d'énergie fossile, et EDF SEI a obtenu la certification ISO 50001 de sept sites thermiques dans les territoires insulaires ;
- le développement des énergies renouvelables qui contribue par substitution à réduire l'utilisation de combustibles fossiles. Ainsi, la conversion du parc thermique des systèmes insulaires avec de la biomasse liquide durable permet de réduire le recours au fuel fossile dans le cadre de projets de rénovation des installations qui visent également à optimiser la consommation de biomasse. EDF Energy s'est notamment engagée à sortir des énergies fossiles et a fermé sa dernière centrale à charbon en 2023 (voir la section 3.2 « Informations environnementales ») ;
- des actions liées à l'optimisation et le recyclage de l'uranium (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire »).

Gestion responsable des matières premières

Cette gestion se traduit par une intégration proactive de ces risques dans les différents cahiers des charges du Groupe auprès de ses fournisseurs. Plusieurs filiales du groupe EDF ont entrepris de nombreuses démarches pour assurer une gestion responsable des matières entrantes. La démarche « On Deck » menée par la DCN pour « Décarboner ensemble le cycle du combustible », en partenariat étroit avec les fournisseurs concernés. Depuis 2023, cette démarche a été généralisée à la préservation de la biodiversité et à l'adaptation au changement climatique. Des ateliers ont été réalisés avec les principaux fournisseurs et des réflexions menées sur les installations des fournisseurs, mais aussi sur les territoires et les voies de transport.

La filière Achat du Groupe (voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ») contribue au plan d'action sur l'économie circulaire au travers :

- de la mise en avant du réemploi de matériaux (notamment pour les marchés de mobilier tertiaire) ;
- d'une meilleure connaissance de la chaîne d'approvisionnement et de sa traçabilité ;
- de la poursuite des ateliers d'intelligence collective du Club Fournisseurs RSE pour neuf catégories d'achats (matériel IT, logiciels IT, béton, acier, vêtements de travail, déchets, produits chimiques, chauffage ventilation climatisation, restauration) ;
- de l'optimisation de la consommation de ressources par la mise en place de leviers dans les contrats (environ 70 leviers sur 300 de la bibliothèque de leviers concernent l'économie de ressources, voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ») ;
- Enedis intègre l'économie circulaire dans ses critères d'achats, soit en amont via des exigences en matière de réutilisation des matériaux (réutilisation des terres excavées, réemploi ou recyclage des câbles de réseau), soit en aval via l'éco-conception et la recyclabilité des matériaux (emballages zéro plastique).

Ce suivi des matières premières ou transformées importantes pour le groupe EDF est couplé avec des analyses de cycles de vie pour les grands projets en développement.

La Direction Stratégie et la Direction R&D du Groupe analysent les enjeux, risques et opportunités des principales matières premières stratégiques utilisées sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, au travers de plusieurs critères : géopolitique, réserves géologiques au sens de la rareté, potentiel industriel de production et transformation des matières premières ainsi que les projections économiques des conditions de marché futures (à la fois offre et demande) de ces matières premières.

Dans le Groupe, plusieurs activités sur les chantiers des grands projets intègrent des démarches d'évaluation de cycle de vie (ACV) et d'éco-conception pour limiter l'impact environnemental des technologies et optimiser la gestion des ressources :

- EDF Hydro a lancé une démarche d'éco-conception destinée à être déployée sur les grands chantiers de maintenance et de développement. Cette démarche met l'accent sur deux axes principaux : la réduction des émissions des GES liées à la construction des matériels et des aménagements, et une gestion responsable des matières premières. Pour ce faire, le projet éco-conception mobilise un réseau de référents spécialisés pour chaque grand domaine de l'hydraulique, met à disposition des outils comme un modèle d'analyse de cycle de vie (ACV), et accompagne les équipes dans la rédaction des appels d'offres. Cette initiative s'inscrit dans le cadre des Engagements Nature 2023-2025 d'EDF Hydro;
- EDF power solutions a réalisé des analyses de cycles de vie de ses technologies (éolien terrestre et en mer, solaire, photovoltaïque, stockage par batteries) pour identifier les phases du cycle de vie et les équipements les plus contributeurs, afin d'étudier la faisabilité technico-économique des pistes d'amélioration;
- dans le cadre du développement du programme nouveau nucléaire EPR, le Groupe développe une démarche intégrée en matière d'économie circulaire dont l'éco-conception dès la phase d'ingénierie des projets, pour les flux de matériaux utilisés dimensionnants en particulier pour le domaine du génie-civil (béton et acier bas carbone, réemploi des terres excavées). Les centres d'ingénierie, de manière proportionnée aux enjeux, ont une réflexion économie circulaire avec l'aide d'outils méthodologiques d'aide à la décision adaptés tels que des grilles d'analyse d'éco-conception et de circularité. Également, pour les projets structurants pour le Groupe, la dimension écologie industrielle et synergie territoriale est intégrée dans l'analyse dès la phase études afin de permettre une optimisation de la gestion des flux entrants et sortants des ressources et déchets. À titre d'exemple, dans la zone industrielle du Dunkerquois, en collaboration avec l'ensemble des parties prenantes territoriales dont les industriels, un projet a été mis en place, permettant de décarboner le territoire et de mutualiser les ressources telles que la chaleur fatale (1,3 TWh de chaleur valorisée annuellement, 1,5 Mm^3 d'eau économisée ainsi que 43 kt de CO_2 évitées).
- en 2025, dans le cadre de son ambition de verdissement des réseaux de chaleur, dans une démarche de circularité, Dalkia a déployé de nombreux projets ayant recours à des énergies renouvelables et de récupération locale afin de limiter la dépendance aux énergies fossiles :
  - la chaleur issue de l'incinération des déchets ménagers au sein de l'unité de valorisation énergétique (UVE),
  - la récupération de chaleur issue des stations de traitement des eaux usées,
  - la récupération de chaleur sur les fumées issues de la combustion de bois énergie,
  - la récupération de chaleur fatale de processus industriels,
  - le développement de la géothermie.

3.2.6.2.2 Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes

Pour la production d'électricité et de services énergétiques, le Groupe utilise des matières premières dont les combustibles forment une part significative : uranium, gaz, fuel, bioliquides et biomasse. En 2025, les consommations de combustibles fossiles ont diminué : charbon (- 6 %), fioul lourd (- 4 %), gaz naturel et industriel (- 11 %) ; ces réductions reflètent l'engagement du groupe EDF dans la réduction de la consommation d'énergies fossiles.

Le groupe EDF n'a pas établi à ce jour de cible quantitative concernant les consommations de combustibles et matériaux stratégiques. Les principales actions de maîtrise du risque décrites dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle », risque 1E « Continuité opérationnelle des chaînes d'approvisionnement et des relations contractuelles » permettent de maintenir un niveau de risque acceptable. Les matières stratégiques font l'objet d'un suivi scientifique prospectif par la R&D et la Direction Stratégie Groupe, à la fois sur les enjeux de disponibilité des ressources et de chaîne d'approvisionnement ainsi que sur la dimension économique à moyen terme au regard des configurations géostratégiques énergétiques. En France, EDF participe à des groupes de travail externes avec les pouvoirs publics, des institutions académiques, le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) et l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles (OFREMI) afin de croiser et d'approfondir la compréhension des enjeux des matériaux stratégiques au niveau européen et mondial et de conforter ses propres analyses internes.

Le tableau suivant permet de fournir une vue des matières qui ont été consommées en 2025.

Matières utilisées	2023	2024	2025
Combustible nucléaire (1) (tonnes)	999 (2)	1 126	1 267
dont poids de composants/matières secondaires utilisé (valeur absolue)	-	99	171
dont poids de composants/matières secondaires utilisés (pourcentage)	-	9 %	13 %
Biomasse liquide & solide hors bois (kt)	112	268	289
Biomasse solide (filière bois) (kt)	2 396	2 548	2 746
Charbon (kt)	247	189	178
Fioul lourd (kt)	631	502	483
Fioul domestique (kt)	465	506	436
Gaz naturel (GWh PCI)	69 675	60 150	53 523
Gaz industriel (GWh PCI)	372	355	279
Biogaz (GWh PCI)	387	514	474

(1) Le combustible nucléaire est celui chargé en réacteur.
(2) Cette valeur est celle du périmètre France (Royaume-Uni exclu).

Précisions sur les indicateurs

Le groupe EDF monitore les consommations de matières sur les différents sites industriels. Les quantités consommées sont suivies par les différents métiers via des outils et applications d'information. Ces protocoles de mesures sont établis suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités compétentes, les mesures font l'objet de vérifications régulières et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

3.2.6.3 Économie circulaire – Déchets

En 2025, en lien avec la politique RSE du Groupe, des engagements déclinant notre démarche en matière d'économie circulaire ont été formalisés et ont fondé une vision commune : grâce à l'économie circulaire, EDF développe en collaboration avec ses parties prenantes un modèle d'activité territorial fondé sur une consommation sobre et circulaire des ressources, tout au long du cycle de vie de ses installations et de ses activités. L'objectif de ce modèle circulaire est de maximiser la valeur économique, environnementale et sociétale créée par EDF.

Elle est construite autour de quatre axes :

- construire une culture d'économie circulaire au sein du groupe EDF ;
- développer la démarche d'économie circulaire dans les projets du groupe EDF, notamment les grands chantiers de construction, en intégrant l'ensemble de la *supply chain* des différentes filières ;
- s'engager résolument dans la prévention et la valorisation des déchets sur l'ensemble de nos sites industriels et tertiaires ;
- intégrer une nouvelle conception circulaire dans les prestations de services techniques et commerciales du Groupe pour les clients particuliers, collectivités et entreprises afin de proposer des offres innovantes et différenciantes sur le marché.

3.2.6.3.1 Actions et ressources relatives aux déchets

Au niveau d'EDF SA et de certaines filiales depuis 2025 (Framatome, Arabelle Solutions notamment), le groupe « Déchets et économie circulaire » (GDEC), regroupant les correspondants déchets des métiers, a pour mission de mener des actions de prévention, d'optimisation des ressources et de réemploi en vue de limiter la production de déchets ainsi que la promotion du partage des retours d'expérience des méthodes et bonnes pratiques de prévention et valorisation. Une feuille de route pluriannuelle élaborée par EDF SA permet d'en structurer les actions redéployées par les entités et suivies au travers de réunions trimestrielles et d'indicateurs associés (quantité de déchets valorisés, quantité d'équipements réemployés, suivi d'un taux de valorisation des déchets pour inciter au recyclage, et donc aux économies de ressources).

Le plan d'actions pluriannuel du GDEC, remis à jour à compter de 2026, viendra décliner la nouvelle feuille de route Économie circulaire dont l'axe déchets, qui regroupe deux actions :

- renforcer prioritairement la prévention des déchets et maximiser la valeur des matières et déchets produits, au travers de filières de réemploi, de recyclage et de valorisation en favorisant les acteurs locaux (achat durable, réemploi, reconditionnement...) ;
- optimiser notre gestion interne de la production de déchets afin d'améliorer le recyclage et de capter la valeur des déchets en collaborant de manière privilégiée avec les parties prenantes du groupe EDF.

3.2.6.3.1.1 Matières et déchets radioactifs

La gestion des déchets radioactifs fait l'objet d'un cadre réglementaire strict sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en France et sous le contrôle de l'*Office for Nuclear Regulation* au Royaume-Uni (voir détails sur les matières définissant les déchets radioactifs dans la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », paragraphe « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés » et la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés »).

Environ 95 % des déchets radioactifs produits par le groupe EDF sont des déchets « à vie courte » (période inférieure ou égale à 31 ans). Ils proviennent essentiellement des systèmes de filtration, des opérations de maintenance et d'entretien. La majeure partie des déchets radioactifs issus des travaux de déconstruction des centrales sont également des déchets à vie courte.

Recyclage des matières valorisables

Recyclage du combustible usé

La maîtrise par EDF de chacune des étapes du cycle du combustible, la conception de combustibles performants et une gestion adaptée de ce combustible dans les cœurs des tranches nucléaires contribuent à optimiser le besoin en uranium naturel. Le recyclage du combustible usé permet d'économiser actuellement environ 10 % d'uranium naturel principalement via l'utilisation du combustible MOX pour un cycle à l'équilibre, et jusqu'à 25 % lorsque la filière uranium de retraitement sera pleinement opérationnelle (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », paragraphe « A – les étapes et enjeux liés au cycle du combustible nucléaire »).

Le traitement du combustible usé (séparation uranium/plutonium/produits de fission, vitrification des produits de fission et compactage des structures métalliques) permet de réduire d'un facteur 4 à 5 le volume des déchets radioactifs et d'un facteur 10 leur radiotoxicité.

Valorisation des matériaux métalliques TFA

Le Technocentre est un projet d'installation industrielle de traitement, pour recyclage, de métaux de très faible activité (TFA) issus d'installations nucléaires, prévu à Fessenheim.

L'objectif est la production, après fusion, de lingots relevant du domaine conventionnel, dont les caractéristiques radiologiques garantissent une utilisation sans impact sur la santé et l'environnement quel qu'en soit l'usage.

Depuis le 14 février 2022, le cadre juridique ouvre en effet la possibilité de valoriser les métaux TFA.

Le projet permettra d'économiser des ressources naturelles dans une logique d'économie circulaire, de réduire les émissions de CO_2 (gain de 60 % par rapport à la production d'acier par extraction minière) et d'économiser des capacités de stockage du CIRES (Centre de stockage Andra dédié aux déchets TFA).

La mise en service de l'installation est prévue à partir de 2031. À l'issue du débat public qui s'est tenu du 10 octobre 2024 au 7 février 2025, EDF a décidé de poursuivre le projet, dont l'opportunité a été confortée par les expressions de nombreux acteurs sur le territoire. EDF poursuit l'information et le dialogue sur le Technocentre dans le cadre d'une concertation continue placée sous l'égide de garants nommés par la Commission nationale du débat public.

Traitement des déchets radioactifs - gros composants

Grâce au savoir-faire historique du groupe EDF et à la mise en place d'une plate-forme industrielle européenne d'usines de traitement de déchets radioactifs, les équipes de Cyclife répondent, depuis 2016, aux enjeux du Groupe ainsi qu'aux besoins de clients internationaux dans leurs projets de réduire le volume de leurs déchets radioactifs et d'optimiser le coût de leurs opérations notamment de démantèlement. Lorsque cela est possible, Cyclife propose à ses clients le recyclage de matériaux pour une industrie nucléaire responsable et durable. Cyclife répond au besoin croissant de préserver la capacité d'élimination et de stockage final des déchets des centrales nucléaires.

Le groupe Cyclife a développé une gamme de services faisant appel à la meilleure filière pour chaque catégorie de déchets. Cyclife exploite notamment trois installations de traitement des déchets en France, au Royaume-Uni et en Suède. Chacune d'elles offre des capacités spécifiques d'incinération et de fusion de déchets radioactifs.

Cyclife fournit également des services d'ingénierie et de modélisation digitale pour préparer les opérations de démantèlement, concevoir des infrastructures de traitement des déchets et des protocoles de traitement/conditionnement innovants sur et hors site.

En 2024, les parties supérieures des générateurs de vapeur de la centrale de Fessenheim ont ainsi été traitées dans l'usine suédoise, ce qui a permis de valoriser 600 tonnes de métal. Les lingots recyclés ont été revendus en Suède à des aciéristes. En 2025, ce sont les parties inférieures des générateurs de vapeur qui ont été acheminées en Suède pour traitement.

En France, l'usine Cyclife France permet l'incinération et la fusion des déchets issus des installations en exploitation ou en démantèlement, permettant ainsi une réduction de volume significative avant stockage.

Déchets radioactifs ultimes

Pour plus de détails sur la gestion des déchets radioactifs ultimes, voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire », paragraphe « Le stockage des déchets radioactifs ultimes conditionnés ».

3.2.6.3.1.2 Déchets conventionnels

Prévention et apport méthodologie de la fonction R&D

Deux projets au sein de la R&D soutiennent opérationnellement les métiers de la production et se concentrent sur la gestion des déchets conventionnels et l'économie circulaire :

- le projet DECINECO : ce projet se consacre à la recherche et à l'expérimentation visant à renforcer la robustesse des technologies intégrant l'écoconception et la circularité dans les outils industriels de production. Il joue un rôle clé dans l'amélioration des pratiques liées à la gestion des déchets et leur valorisation ou recyclage dans les filières intégrées ;
- le projet ECOCIRT : ce projet développe des analyses méthodologiques d'écoconception et vient en appui notamment dans les nouveaux projets, tels que l'EPR2, ainsi que les activités de production centralisée d'électricité.

En parallèle, des projets sont élaborés en collaboration avec les acteurs d'un territoire, utilisant des méthodes d'analyse pour optimiser les flux d'énergie et de chaleur, comme le projet EPIFLEX à Dunkerque.

Reconnu pour son expertise, le département R&D participe également à des groupes d'experts chargés d'élaborer des normes nationales et internationales ISO en matière d'économie circulaire et de gestion des déchets conventionnels.

Réemploi

Le groupe EDF a mis en place de nombreux chantiers, au cours desquels l'utilisation de matériaux recyclés est encouragée (granulats, terres excavées, bétons, acier, etc.) et les matériaux déposés sont réemployés ou valorisés, dans le respect des normes en vigueur.

Parmi ces chantiers, EDF Reutiliz est la plateforme de réemploi du groupe EDF (hors filiales régulées). Elle permet d'offrir une seconde vie au matériel dont certaines entités du Groupe n'ont plus l'usage, mais qui peut encore profiter à d'autres. Elle est destinée aux entités du Groupe, ainsi qu'aux entreprises, collectivités, associations qui peuvent bénéficier du matériel d'EDF à prix compétitif ou gratuitement. Cette démarche de réemploi contribue à la préservation des ressources, la diminution des déchets et à la réduction des émissions de GES d'EDF (Scope 3), mais aussi à la baisse des émissions de ses parties prenantes qui réutilisent du matériel EDF.

Depuis 2020, dans le cadre de la préparation au démantèlement de la centrale nucléaire de Fessenheim, une organisation locale dédiée au réemploi a permis de donner une seconde vie à plus de 7 500 matériels industriels et tertiaires, représentant plus de 400 tonnes de matériels réemployés par d'autres unités du groupe EDF, des associations, des écoles et des entreprises.

Ces chantiers concernent les métiers du Groupe en lien avec la production et l'exploitation d'énergie, mais aussi les parties prenantes externes telles que les entreprises, collectivités et associations.

En 2025, le réemploi via EDF Reutiliz a permis d'éviter l'émission de 3 259 tonnes de CO_2 pour EDF et ses parties prenantes, avec 459 tonnes de matériels réemployés et 5 598 tonnes depuis 2021.

Enedis a aussi mis en place depuis 2021 une plateforme digitale dont l'utilisation a permis en 2025 de tracer le réemploi de 900 tonnes de matériels.

Valorisation

La politique de valorisation des déchets se concrétise sur plusieurs volets, tels que décrits dans la section 3.2.6.1 « Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire ». Des initiatives significatives pour les métiers en lien avec les énergies renouvelables et la production thermique concernent par exemple les pales d'éoliennes et la gestion des cendres :

- **Pales d'éoliennes**

  Composée essentiellement de béton, d'acier, d'aluminium, d'éléments chimiques particuliers rentrant dans la composition des aimants permanents, la structure d'une éolienne est recyclable à 90 %. Fondations béton incluses, ce chiffre atteint 95 à 98 %.

  Des solutions de recyclage ou de réutilisation des pales se développent pour la filière : valorisation et transformation en granulats pour intégration dans du béton, du ciment ou de la résine (puis transformation en panneaux isolants…), transformation en mobilier urbain. EDF power solutions s'est engagée, pour tous les parcs sous son contrôle, à réutiliser, recycler ou valoriser les pales d'éoliennes lors de leur fin d'exploitation, afin d'éviter leur mise en décharge.

- **Cendres valorisées en filières techniques**

  Issues de la combustion du charbon et de la biomasse pour la production d'électricité et de chaleur, les cendres disposent de propriétés permettant leur valorisation dans divers usages (notamment ciment et béton). Dans une démarche d'amélioration continue, EDF a engagé des travaux de recherche pour une meilleure valorisation des cendres, mais aussi des sédiments notamment via les travaux scientifiques de l'association RECORD qui est un réseau mobilisé sur le développement de l'économie circulaire, acteur national de la recherche appliquée dans le domaine de l'utilisation efficace des ressources et des déchets, avec la collaboration de la R&D du Groupe.

3.2.6.3.1.3 Déconstruction des centrales nucléaires et thermiques

La Direction des Projets Déconstruction et Déchets (DP2D) d'EDF a la responsabilité du démantèlement des réacteurs définitivement arrêtés et de la gestion de l'ensemble des déchets, qu'ils soient issus de l'exploitation ou du démantèlement.

Il y a actuellement 9 réacteurs en démantèlement sur le territoire, et les opérations de préparation au démantèlement se terminent sur les 2 réacteurs de Fessenheim mis à l'arrêt en 2020, pour engager en 2026 leur démantèlement (après obtention du décret).

Pour la réalisation d'une partie des opérations de démantèlement, le Groupe s'appuie sur les équipes de Cyclife qui propose des outils et procédés innovants (téléopération, robots) adaptés aux différentes technologies de réacteurs à démanteler. Ce savoir-faire associé à des moyens industriels uniques pour le traitement des déchets issus de ces opérations permet de proposer des solutions combinées démantèlement/déchets et d'ainsi optimiser, via la minimisation des découpes sur sites, l'utilisation d'installations centralisées, etc., les plannings, les coûts, les volumes de déchets produits. Ces services sont également réalisés à l'international.

Concernant la déconstruction des centrales thermiques, le Groupe met en place différentes méthodes et études d'ingénierie permettant d'une part la limitation des déchets de déconstruction et d'autre part leur valorisation optimale : réemploi des matériels (cf. EDF Reutiliz), réemploi des matériaux sur site en fin de chantier, recyclage matière de tous les déchets disposant d'une filière, réduction de la production de déchets dangereux.

3.2.6.3.2 Cible relative aux déchets

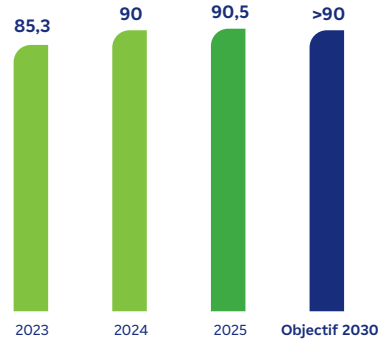
Des travaux sont en cours en vue de construire une ambition d'économies d'uranium naturel grâce au recyclage de combustible usé, en lien avec les actions décrites dans la section 3.2.6.3.1.1 « Matières et déchets radioactifs ».

Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024	2025
90 % : taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation **en 2030**	88,4 en 2022	Annuelle	Activités propres	90,0 %	90,5 %

Indicateur clé de performance du Groupe

La cible de taux de valorisation des déchets conventionnels permet d'assurer que le Groupe gère de manière optimisée sa production de déchets conventionnels avec une démarche de circularité permettant après traitement le recyclage, et éventuellement la réutilisation de matières premières dans le circuit de production et permet *in fine* une économie de ressources. Elle limite ainsi le tonnage de déchets non valorisés, nécessitant des stockages ultimes susceptibles de participer à divers impacts négatifs sur l'environnement. Cette cible a été définie grâce à une analyse avec les principales activités productrices de déchets, des possibilités techniques de collectes, tris et valorisation des déchets.

Taux annuel de déchets conventionnels dirigés vers des filières de valorisation *(en %)*



Les fluctuations interannuelles de production de déchets sont liées à la diversité des chantiers dans les différentes filières de production. En effet, les chantiers de déconstruction de bâtiments industriels anciens contenant de l'amiante, les chantiers de maintenance des circuits de production occasionnant des déchets d'huiles et d'hydrocarbures et les curages lors des vidanges de barrages hydrauliques produisant des tonnages importants de sédiments expliquent les variations non seulement du volume et de la nature des déchets produits mais également du taux de valorisation dont l'objectif cible est fixé à 90 %.

Concernant les déchets radioactifs, les indicateurs sont impactés par les chantiers de maintenance et de déconstruction. Ils sont soumis à des exigences techniques et réglementaires qui entraînent de la variabilité sur la planification et la réalisation opérationnelle des chantiers et, *in fine*, sur la quantité et la nature de déchets radioactifs produits (voir la section 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets »). À ce titre, le Groupe ne se fixe pas de cible en matière de déchets radioactifs.

Précisions sur les indicateurs

Le dénominateur de l'indicateur correspond à la quantité totale de déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués sur une période d'un an. Les tonnages de déchets conventionnels dangereux et non dangereux correspondant à la période concernée par le reporting prennent en compte les déchets : liés à une activité normale (production d'exploitation normale) ou exceptionnelle (chantier, travaux, construction, démantèlement, etc.) ; produits sur une période antérieure, entreposés depuis sur site en raison de l'absence de filière de traitement adaptée ou dans l'attente d'une massification avant évacuation, mais évacués sur la période en cours (déstockage de déchets produits sur une période antérieure). Le résultat de l'indicateur de performance correspond à la proportion de déchets conventionnels dangereux et non dangereux dirigés vers une filière de valorisation rapportée à la somme des déchets conventionnels dangereux et non dangereux évacués. L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.2.6.3.3 Indicateurs relatifs aux déchets

		2024	2025
Quantité totale de déchets conventionnels produite *(tonnes)* [1]		**1 217 222**	**1 537 616**
Quantité totale de déchets conventionnels non éliminée *(tonnes)* [1]		**1 052 235**	**1 391 517**
Quantité totale de déchets non éliminée dangereux (tonnes)	Préparation en vue du réemploi	25	68
	Recyclage	52 118	40 890
	Autre	9 243	10 782
Quantité totale de déchets non éliminée non dangereux (tonnes)	Préparation en vue du réemploi	1 753	168
	Recyclage	859 409	1 204 460
	Autre	129 689	135 149
Quantité totale de déchets éliminée *(tonnes)* [1]		**164 986**	**146 103**
Quantité totale de déchets éliminée dangereux (tonnes)	Incinération	3 288	2 939
	Mise en décharge	6 201	8 405
	Autre	18 980	26 081
Quantité totale de déchets éliminée non dangereux (tonnes)	Incinération	2 881	4 462
	Mise en décharge	51 180	41 341
	Autre	82 457	62 875
Quantité totale de déchets non recyclés (tonnes)		303 918	292 034
Quantité totale de déchets non recyclés (%)		25 %	19 %
Quantité totale de déchets dangereux (tonnes)		89 854	89 164
France : déchets radioactifs solides de très faible activité (TFA) *(m^3)* [2]		**6 815**	**7 713**
France : déchets radioactifs solides de faible et moyenne activités (FMA) *(m^3)*		**6 603**	**6 740**
France : déchets radioactifs solides de haute activité (HA) *(m^3)*		**284**	**294**
États-Unis : déchets radioactifs Framatome de classe A *(m^3)* [2]		**854**	**900**
Royaume-Uni : déchets radioactifs *(m^3)*		**589**	**804**

(1) Les ajustements sur les données 2024 pour les déchets conventionnels résultent de l'intégration du chantier HPC et de l'évolution du périmètre de collecte du reporting pour 2024.

(2) Les ajustements sur les données 2024 pour les déchets radioactifs TFA et de classe A résultent d'une évolution du périmètre dans la collecte des données du reporting pour 2024.

De manière synthétique, les principaux flux de **déchets conventionnels** générés correspondent aux sédiments issus des barrages hydroélectriques et aux terres excavées et gravats issus de chantiers (construction et déconstruction d'unités de production, réseaux de distribution). Les données de production de déchets conventionnels non dangereux ont été marquées en 2025 par l'inclusion dans le périmètre de reporting d'EDF Energy des déchets issus du chantier de construction d'Hinkley Point C. Les principaux déchets dangereux correspondent aux huiles usagées et aux mélanges d'hydrocarbures issus de l'exploitation et de la maintenance des centrales thermiques et nucléaires.

La production de déchets conventionnels s'établit en 2025 à 1 537 616 tonnes à l'échelle Groupe contre 1 217 222 tonnes en 2024. Cette augmentation significative est liée principalement à une plus forte production de déchets de sédiments issus du curage des barrages d'EDF, au développement des infrastructures de réseau en lien avec le raccordement des énergies renouvelables ainsi qu'aux premières opérations de terrassement sur le chantier EPR2 de Penly. Pour EDF, de nouveaux outils de suivi ont été récemment mis en place en vue d'optimiser encore le pilotage de la production de déchets conventionnels issus de l'exploitation des filières industrielles.

En complément des indicateurs précédents, les centrales de production nucléaire en fonctionnement, les installations en cours de déconstruction et les installations industrielles en France sont concernées par les **déchets radioactifs** solides, principalement de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité (FMA). En France, le volume total des déchets TFA en 2025 est de 7 713 m^3 contre 6 815 m^3 en 2024. Le volume total des déchets FMA (y compris Framatome en France) en 2025 est de 6 740 m^3 contre 6 603 m^3 en 2024. La part des déchets de déconstruction et industriels (y compris Framatome) est de 2 805 m^3 en 2025 contre 2 182 m^3 en 2024 pour les TFA et de 775 m^3 en 2025 contre 408 m^3 en 2024 pour les FMA. Ces évolutions correspondent à des variations interannuelles classiques, fonctions de la nature des activités de maintenance.

Les déchets issus des activités industrielles de Framatome aux États-Unis sont identifiés par les indicateurs des déchets radioactifs de classe A, dont le volume est de 900 m^3 contre 854 m^3 en 2024.

Au Royaume-Uni, les déchets radioactifs ont évolué en fonction des activités de maintenance et de déconstruction.

En Belgique, les activités de déconstruction sur le site de Dessel sont en cours et n'ont pas produit de déchets radioactifs de classe A en 2025, comme depuis 2020.

Précisions sur les indicateurs

Le groupe EDF monitore les quantités de **déchets conventionnels** produites par les différents sites en utilisant les classifications des directives européennes, permettant ainsi des définitions communes. Les quantités déclarées sont suivies par les différents sites via des outils et applications informatiques de traçabilité dédiés. Ces collectes de données sont établies suivant les protocoles réglementaires en accord avec les autorités en charge, les mesures font l'objet de vérifications régulières et sont suivies dans le cadre du système de management environnemental du Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »).

Compte tenu des réglementations et classifications différentes de **déchets radioactifs** entre les États-Unis, l'Angleterre et la France, et afin d'en faciliter la compréhension, ont été présentés pour la France les déchets de hautes activités, les faibles et moyennes activités et les très faibles activités, pour les États-Unis les déchets de classe A, et pour le Royaume-Uni, l'ensemble des déchets radioactifs. Le total des déchets radioactifs d'EDF est la somme de ces cinq données.

Les indicateurs relatifs aux déchets radioactifs de très faible activité (TFA) et aux déchets radioactifs de faibles et moyennes activités (FMA) issus de l'activité et de la déconstruction tiennent compte du volume réel des déchets TFA et FMA produits et directement évacués au Centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (CIRES) et au Centre de stockage de l'Aube (CSA) depuis les sites de production.

Pour l'indicateur « Déchets radioactifs de haute activité (HA) », le conditionnement des déchets est pris en compte dans le dimensionnement.

Compte tenu des contraintes techniques liées aux opérations de traitement, les colis sont produits environ 10 ans après que les combustibles ont effectivement généré les déchets. Ainsi, l'indicateur est une estimation qui repose sur la pérennité des pratiques actuelles en matière de conditionnement des déchets et qui projette, sur l'avenir proche, le ratio de conditionnement actuel (nombre de colis réalisés effectivement à la suite du traitement d'une tonne de combustible). Ce ratio dépend essentiellement des conditionnements effectués pour optimiser les opérations :

- pour les déchets directement issus des combustibles usés : il est défini par combinaison de facteurs issus de l'inventaire national des matières et déchets radioactifs réalisé par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (Andra) ;
- pour les déchets non issus directement du combustible (grappes de commande, etc.) et pour lesquels une durée de vie moyenne de 10 ans est postulée : il est produit sur la base d'un retour d'expérience.

Les données relatives aux déchets radioactifs des activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni sont fondées sur l'inventaire des déchets radioactifs produits dans l'année, établi tous les trois ans par la *Nuclear Decommissioning Authority*. Il s'agit d'une estimation du volume annuel des déchets qui seront considérés et classés comme des déchets radioactifs à la fin de vie des sites de production nucléaire.

Ces estimations incluent les conditionnements qui seront nécessaires pour assurer le transport des déchets hors des sites.

Les déchets radioactifs sont colisés et expédiés selon les réglementations nationales de chaque pays. Les volumes entreposés font l'objet d'un suivi par les autorités de sûreté en France, au Royaume-Uni et aux États-Unis.

3.2.6.4 Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire

Les outils de gestion du Groupe ne permettent pas un chiffrage exhaustif des actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire. Pour les prochaines années, des travaux permettront d'affiner les données disponibles et refléteront de manière plus fidèle l'ampleur de dépenses engagées par le Groupe en matière d'utilisation de ressources et de l'économie circulaire.

Concernant la gestion de l'aval du cycle nucléaire, les risques spécifiques aux activités nucléaires sont décrits dans la section 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires » et les impacts actuels notables ont été évalués et sont présentés dans les états financiers du Groupe (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » et note 19 « Enjeux de durabilité dans les états financiers ».

En 2025, en complément des actions et des dépenses réalisées sur les actifs de production, le Groupe contribue grâce à ses efforts de recherche et développement, identifiés pour 4 M€, à la gestion de l'utilisation des ressources naturelles de manière optimale et soutenable, au renforcement de la prévention des déchets, au développement de nouvelles filières de traitement et valorisation des déchets ainsi qu'au développement de méthodes et d'outils d'aide à la décision en matière d'économie circulaire.

3.2.7 Taxonomie verte

En tant que premier producteur d'électricité au monde sans émission directe de CO_2 [1], le Groupe contribue principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique. Une très grande partie des investissements du Groupe est dédiée à la maintenance et l'extension de vie de ses actifs de production non carbonés (voir la section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » et la sous-section « Le programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »), qui sont régis par des cadres de sûreté réglementaires (pour l'hydraulique et le nucléaire) et qui incluent l'examen de risques extrêmes dont des évènements climatiques.

Ces investissements concourent à la résilience du système électrique et intègrent les enjeux d'adaptation des actifs de production. Les investissements et dépenses réalisés exclusivement dans un objectif d'adaptation au changement climatique restent marginaux.

En 2025, 63 % des investissements du Groupe sont alignés sur la taxonomie verte européenne (59 % en 2024) représentant un montant de 15,8 Mds€. Ils incluent notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 24 % dans les activités de réseaux et 13 % dans les énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, stockage...).

La taxonomie ne prend pas en compte dans ses critères d'éligibilité les activités nucléaires hors Union européenne ainsi que les activités connexes à l'activité de production nucléaire.

Aussi, **en 2025, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone**. (voir la section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique »).

3.2.7.1 Réglementation applicable

La réglementation dite « Taxonomie européenne » vise à déterminer les conditions dans lesquelles des activités économiques peuvent être considérées comme contribuant substantiellement aux six objectifs environnementaux afin d'orienter les flux de capitaux vers celles-ci, selon des critères transparents.

Une activité est **éligible** à la Taxonomie si elle est incluse dans la liste des activités figurant dans la réglementation.

Une activité éligible sera **« alignée »** sur la Taxonomie si :

- elle respecte les critères techniques de contribution substantielle à l'un des six objectifs environnementaux ;
- elle ne porte pas de préjudice important aux autres objectifs environnementaux (critères *Do Not Significantly Harm – DNSH*) ; et
- elle respecte les garanties minimales.

Conformément à la réglementation précitée, le Groupe présente les trois indicateurs requis, fondés sur ses comptes consolidés : la part de chiffre d'affaires, des dépenses d'investissement (« $CAPEX_T$ ») et des dépenses opérationnelles (« $OPEX_T$ »), associée à des activités alignées et éligibles à la Taxonomie.

Un amendement à l'acte délégué relatif au contenu et la présentation des informations à publier a été adopté en juillet 2025 et publié en janvier 2026 (règlement délégué (UE) 2026/73 de la Commission). Il simplifie les informations à communiquer (premier package « Omnibus »), notamment :

- l'introduction d'un seuil de matérialité pour la présentation et l'analyse des activités (une dizaine d'activités représentant au global entre 1 et 2 % sur les agrégats) ;
- de nouveaux modèles de tableaux plus lisibles et la suppression des tableaux spécifiques sur les activités gaz et nucléaire ;
- une révision du DNSH PPC.

Le Groupe applique dès la clôture 2025 les simplifications proposées.

3.2.7.2 Éligibilité des activités du Groupe à la Taxonomie

Activités du groupe EDF éligibles à la Taxonomie

En application de la définition précédente, les activités suivantes du Groupe sont éligibles à la Taxonomie au titre des objectifs climatiques :

- **activités liées à l'énergie nucléaire menées dans les pays de l'Union européenne** qui regroupent :
  - la construction et exploitation sûre de nouvelles centrales nucléaires pour la production d'électricité ou de chaleur, y compris pour la production d'hydrogène, à l'aide des meilleures technologies disponibles (4.27) : projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes visant la construction et l'exploitation des réacteurs nucléaires *best available technologies* (couvre la production d'électricité, de chaleur, d'hydrogène et les opérations d'amélioration de ces réacteurs). Pour le Groupe, ces activités concernent pour l'essentiel les études et travaux préparatoires réalisés dans le cadre du projet EPR2 en France,
  - la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes (4.28) en France et en Belgique : projets autorisés au plus tard en 2040 par les autorités compétentes visant à étendre la durée de fonctionnement des réacteurs existants.

    Cette dernière activité en France a été analysée en prenant en compte les activités d'exploitation et de maintenance (contrôles réglementaires, programmes de maintenance...), les modifications, les remplacements de gros composants ainsi que les opérations conformes aux avis génériques de l'ASNR reçus (palier 900 MW) ou à recevoir d'ici 2040 (paliers 1 300 MW et 1 450 MW) et aux prescriptions techniques qui permettent de poursuivre l'exploitation du parc nucléaire français au-delà de 40 ans. L'ensemble des activités sur le parc nucléaire en exploitation en France est éligible au titre de l'activité 4.28 ;
- **distribution d'électricité :** construction et exploitation de réseaux de distribution et de transport d'électricité interconnectés (4.9) ;
- **production d'électricité à partir d'énergies renouvelables** qui regroupent :
  - la construction et la production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque (4.1), d'éoliennes terrestres et maritimes (4.3), de centrales hydroélectriques (4.5) et le stockage de l'électricité (4.10),
  - l'installation, la maintenance et la réparation de technologies liées aux énergies renouvelables (7.6) ;
- **ventes d'électricité issue des obligations d'achats :** ce dispositif législatif et réglementaire en vigueur en France oblige EDF à acheter des volumes d'électricité produite par certaines filières de production puis à la vendre de façon optimisée au même titre que la production propre d'EDF. Cette activité, non explicitement mentionnée dans la réglementation, a été considérée, après analyse, comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique et pouvant être rattachée à des activités éligibles ;
- **réseaux de chaleur et de froid urbains, cogénération de chaleur, de froid et d'électricité par bioénergie** (4.15, 4.20) ;
- **services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement** qui correspondent :
  - à l'installation, la maintenance et la réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique (7.3), aux services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments (9.3),
  - aux dépenses de recherche, développement et innovation visant à réduire, éviter les émissions (9.1) ;
- **activités liées au gaz fossile** qui regroupent essentiellement la production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux (4.29).

(1) *World ranking of zero direct CO_2 emissions power producers* (2024, TWh) (power-producers-ranking.enerdata.net/).

Activités non éligibles au regard des textes en vigueur

Les activités ci-dessous sont celles pour lesquelles le Groupe n'a pas identifié de contribution directe à l'un ou plusieurs objectifs de la Taxonomie européenne ou ne sont pas couvertes par la réglementation :

- commercialisation d'électricité non produite par EDF (hors obligations d'achats en France) ou dont la source de production n'est pas éligible ;
- commercialisation de gaz ;
- achats-ventes sur les marchés de gros dans le cadre des opérations d'optimisation d'électricité et de gaz ;
- production d'électricité d'origine nucléaire réalisée hors de l'Union européenne, s'agissant du Groupe, en particulier l'activité d'EDF Energy au Royaume-Uni et la construction du projet d'Hinkey Point C ;
- fourniture d'équipements et prestations de services pour la construction ou la maintenance des centrales nucléaires, ventes de combustible nucléaire.

3.2.7.3 Alignement des activités éligibles du Groupe

Afin d'évaluer l'alignement de ses activités, chaque entité du Groupe vérifie le respect des critères de contribution substantielle à l'atténuation ou à l'adaptation au changement climatique.

3.2.7.3.1 Analyse des critères de non-nuisance (DNSH)

Dans le cadre de l'analyse des **critères de non-nuisance (DNSH)**, le groupe EDF s'appuie sur son **système de management environnemental (SME)**, sa politique de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) et sa Charte Éthique qui engagent ses entités à une approche de précaution, une démarche de responsabilité et au développement de technologies respectueuses de l'environnement. La gestion des risques identifiés, y compris ceux liés au changement climatique, est intégrée au processus global de gestion des risques et au dispositif de contrôle interne du Groupe. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique de responsabilité sociétale d'entreprise (RSE) et sont décrits ainsi que les plans d'actions afférents dans la section 3.2 « Informations environnementales ».

Selon cette politique, le groupe EDF s'engage à évaluer les impacts du changement climatique sur les activités existantes et futures, adapter les installations existantes pour les rendre moins sensibles aux conditions climatiques et résilientes aux situations extrêmes, intégrer les hypothèses d'évolution du climat dans la conception des nouvelles installations, adapter les offres, les opérations internes et le savoir-faire du Groupe au changement climatique et enfin prendre en compte la dimension systémique du dérèglement climatique.

Toutes les entités du groupe EDF prennent en compte les risques climatiques dans l'élaboration de leur cartographie des risques, qu'il s'agisse des risques physiques ou des risques dits « de transition ». Les critères DNSH ont été analysés pour chaque activité du Groupe. Les plans de transition et d'adaptation du Groupe sont décrits dans la section 3.2.2 «ESRS E1 – Changement climatique ».

Le SME du Groupe couvre les objectifs environnementaux visés par la Taxonomie comme décrit ci-après.

L'eau est une ressource indispensable à la production de la plupart des énergies, soit pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques, soit comme force motrice pour les centrales hydroélectriques. De plus, l'eau est un « bien commun », dont la gestion passe par l'élaboration de règles collectives. C'est pourquoi le **Groupe s'est engagé**, dans sa politique RSE **à protéger et gérer l'eau de manière intégrée et soutenable**, tant sur le plan quantitatif que qualitatif et en concertation avec les territoires dans lesquels il opère, en intégrant pleinement la dimension locale de l'eau, notamment les multi-usages de l'eau sous contraintes climatiques croissantes. Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec l'eau sont détaillées en section 3.2.4 « ESRS E3 – Ressources hydriques ».

Le Groupe adopte une démarche responsable pour ses **déchets** en développant une démarche **d'économie circulaire** afin de favoriser la maîtrise de ses productions de déchets, le réemploi, le recyclage ainsi que la valorisation des produits et matériaux sur l'ensemble de la chaîne de valeur (valorisation matière et énergétique). Il vise ainsi à prioriser et limiter au plus juste l'utilisation des ressources entrantes en minerais, en produits transformés tels que le ciment et l'acier ainsi qu'en uranium sur l'ensemble de la filière industrielle de transformation. Le Groupe assume aussi sa responsabilité vis-à-vis des déchets radioactifs, et en France, déconstruit les centrales nucléaires arrêtées en toute sûreté et dans le respect de l'environnement. Il optimise et gère les déchets radioactifs d'exploitation et de déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés. Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec les ressources et les déchets sont détaillées en section 3.2.6 « ESRS E5 – Utilisation de ressources et économie circulaire ».

Le Groupe s'assure également du respect de limites de rejets établis par la réglementation et met en place un programme de **contrôle des rejets et de surveillance de l'environnement**. Ainsi, les études d'impact, incluant un volet sanitaire réalisé en amont des projets et l'application des limites de rejets, permettent de s'assurer de l'absence d'impact significatif sur l'environnement et les parties prenantes. De plus, pour les centrales nucléaires de production d'électricité, la surveillance dans l'environnement réalisée par chaque site confirme l'absence d'incidence notable des rejets chimiques liquides sur le milieu aquatique.

La sûreté nucléaire est la priorité n° 1 du Groupe et sa préoccupation majeure est permanente sur l'ensemble du cycle, de l'approvisionnement du combustible jusqu'à la déconstruction et la gestion des déchets. Elle repose sur des dispositions techniques et organisationnelles visant à se prémunir d'un accident nucléaire, et, dans le cas hypothétique d'un tel accident, à en limiter les conséquences.

S'agissant du DNSH générique relatif à la **prévention et au contrôle de la pollution** qui exige que l'activité ne conduise pas à la fabrication, à la mise sur le marché ou à l'utilisation de substances spécifiées par l'annexe C du règlement (UE) 2023/2486 du 27 juin 2023, en particulier pour nos activités nucléaires, le Groupe a mis en place un processus de suivi des substances sur la base de ses propres procédés de fabrication et d'exploitation/d'usages et/ou des informations communiquées par ses fournisseurs. Grâce à ce processus, le Groupe tient à jour un inventaire des substances soumises aux diverses réglementations de l'UE visées à l'annexe C du règlement précité.

Le Groupe considère que son processus de gestion des substances est robuste en matière de veille anticipative réglementaire, de conformité réglementaire, d'études de substitution en lien avec ses fournisseurs et de maîtrise des risques liés à l'utilisation des substances dangereuses. Le processus couvre également de façon proactive celles de ces substances qui ne sont pas encore soumises aux réglementations mais qui font l'objet de discussions d'évolution réglementaire, notamment les autorisations et restrictions REACH [1]. Le Groupe considère que les analyses nécessaires et la documentation des démarches ont été menées et que ses activités sont alignées au regard de ce critère. Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec la pollution sont détaillées en section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution ».

La préservation de la biodiversité se révèle aussi un enjeu fort pour le Groupe : ses activités, dans ses opérations directes ou dans sa chaîne de valeur, interagissent avec les milieux naturels terrestres, aquatiques et marins. Le groupe EDF agit sur ses impacts et dépendances les plus significatifs, en lien avec les facteurs de pression majeurs sur la biodiversité, de manière à tendre vers : la réduction de la contribution de ses activités à ces facteurs de pression ; la recréation des espaces et des conditions favorables à la biodiversité ; le renforcement de l'amélioration de la connaissance et son partage. Les risques liés à la biodiversité sont systématiquement analysés et pris en charge dans l'étude d'impact environnemental qui accompagne chaque projet et les entités mettent en place des actions de mitigation des risques nécessaires pour chaque projet. Les politiques et actions mises en œuvre en lien avec la préservation de la biodiversité sont détaillées en section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystème ».

(1) Réglementation européenne concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, ainsi que les restrictions applicables à ces substances (REACH).

3.2.7.3.2 Respect des garanties minimales

Le respect du critère des garanties minimales par le Groupe, repose sur des processus solides en matière de :

- protection des droits humains (voir la section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe ») ;
- lutte contre la corruption (voir la section 3.4.2.3.1 « Programme anti-corruption ») ;
- fiscalité (voir la section 3.4.2.4 « Politique fiscale - Contribution au développement par l'impôt ») ;
- lutte contre les pratiques anti-concurrentielles (voir la section 3.4.2.3.4 « La prévention des manquements au droit de la concurrence »).

En accord avec les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme (UNGP), EDF s'engage à respecter à minima les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la Déclaration universelle des droits de l'homme, le Pacte international relatif aux droits civils et politiques, le Pacte international relatif aux droits économiques sociaux et culturels et les conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT).

Le groupe EDF dispose d'un référentiel [1] public rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la santé et sécurité des personnes et d'éthique des affaires.

Celui-ci s'applique à EDF et aux sociétés qu'elle contrôle [2]. En ce qui concerne Enedis, la filiale a établi son propre plan de vigilance afin de répondre aux exigences de la loi 2017-399 du 27 mars 2017.

Dans les cas où une entité du Groupe fait l'objet d'avertissement, de sanction ou de condamnation des autorités dans le domaine des droits humains, la fiscalité, la lutte contre la corruption ou les pratiques anti-concurrentielles, le Groupe revoit les processus concernés et met en place des actions de remédiation afin de s'assurer du respect continu des garanties minimales. En 2025, le Groupe n'a fait l'objet d'aucune condamnation de nature à remettre en cause l'alignement des activités d'EDF.

3.2.7.3.3 Analyse de l'activité nucléaire

Le Groupe s'appuie sur le règlement (UE) 2022/1214 pour l'analyse des critères techniques et environnementaux d'alignement relatifs à ses activités nucléaires en France. Les analyses menées couvrent le parc nucléaire existant ainsi que les projets de construction et d'exploitation de nouvelles installations (centrale de Flamanville 3, études et travaux préparatoires en cours pour l'EPR2).

En synthèse, l'appréciation du respect des critères techniques se fonde notamment sur :

- la transposition en droit français des directives Euratom et le respect du traité Euratom et de la législation de l'Union en matière de droit environnemental (critères 1.a et 1.b) ;
- le cadre légal et réglementaire mis en place en France pour la sécurisation du financement des charges de long terme relatives au démantèlement des installations nucléaires de base (INB) ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs, via l'obligation pour les exploitants d'installations nucléaires de constitution de fonds (actifs dédiés), l'ensemble du dispositif faisant l'objet de contrôles par l'autorité administrative (critères 1.c, 1.d et 4) ;
- l'existence d'installations de stockage définitif opérationnelles en France pour tous les déchets radioactifs de très faible activité (TFA) et de faible et moyenne activité à vie courte (FMA) qui proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction, ainsi que le Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (PNGMDR) qui encadre la mise en service en France d'un stockage des déchets hautement radioactifs (critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.27, critères 1.e, 1.f et 7 pour l'activité 4.28) ;
- le respect par EDF des exigences applicables en matière de sûreté nucléaire, comme en attestent les résultats des contrôles de l'Autorité de sûreté nucléaire et radioprotection (ASNR), notamment s'agissant des performances accidentelles des gainages métalliques des combustibles nucléaires (critère 2) ;
- la mise en œuvre du processus de notification des projets conformément à l'article 41 du traité Euratom actuellement en vigueur (critère 3) ;
- la conformité aux critères de sûreté définis par la directive 2009/71/Euratom, notamment liés aux risques naturels extrêmes établis par la réglementation et aux orientations internationales les plus récentes de l'AIEA et la WENRA. Cette conformité est démontrée, s'agissant du parc nucléaire existant, par le processus de réexamen périodique mis en œuvre sur les installations et encadré par la loi (critères 5 à 7 pour l'activité 4.27 et critères 5 et 6 pour l'activité 4.28).

L'analyse des critères environnementaux a été menée en s'appuyant sur :

- l'étude Analyse du Cycle de Vie du kWh nucléaire EDF rendue publique en 2022 et qui conclut à un contenu carbone inférieur à 4 gCO_2e/kWh, très largement en deçà du seuil de 100 gCO_2e/kWh (critère contribution substantielle) ;
- le dispositif de réévaluation de sûreté mis en œuvre lors des réexamens périodiques, qui vise à améliorer autant que possible la protection contre les risques ou inconvénients des installations nucléaires de base sur la sécurité, la santé et la salubrité publiques ou la protection de la nature et de l'environnement, dans des conditions économiquement acceptables, compte tenu de l'état des connaissances, des techniques et des pratiques, des caractéristiques de l'environnement de l'installation (article L. 593-18 du Code de l'environnement) et de la prise en compte des risques des scénarios du GIEC [3] (critère DNSH « adaptation au changement climatique ») ;
- le cadre réglementaire propre à chaque centrale nucléaire qui définit les contraintes à respecter sur les conditions de prélèvements de l'eau, les limites de rejets en effluents radioactifs, chimiques et thermiques, l'obligation de surveillance régulière de l'environnement et de déclaration aux pouvoirs publics et information au public (critère DNSH « utilisation durable de l'eau et des ressources marines ») ;
- la mise en œuvre par le Groupe, dans le cadre réglementaire qui lui est fixé, de la stratégie de fermeture du cycle du combustible nucléaire telle que définie dans les orientations de politique. énergétique nationale. En outre, le Groupe optimise et gère les déchets conventionnels et radioactifs liés à l'exploitation et la déconstruction dont il a la responsabilité et développe des filières de traitement pour réduire le volume des déchets stockés (critère DNSH « transition vers une économie circulaire ») ;
- la mise en œuvre des procédures administratives définies par la réglementation, requises pour obtenir les autorisations nécessaires en matière de rejets radioactifs. S'agissant de la gestion des combustibles usés et des déchets, le PNGMDR répond aux directives Euratom et a vocation à garantir une gestion durable des matières et des déchets radioactifs dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement (critère DNSH « prévention et réduction de la pollution ») ;
- les études d'impact et analyses des incidences sur l'environnement et la biodiversité effectuées pour chaque installation en amont de sa construction et mises à jour en prenant en compte les évolutions réglementaires, les modifications des installations et de nouvelles données environnementales selon les critères définis par la directive 2011/92/UE modifiée (critère DNSH « prévention et restauration de la biodiversité et des écosystèmes »).

(1) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf
(2) Hors Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, filiale gérée dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(3) Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.

3.2.7.3.4 Respect des critères de contribution substantielle et conclusion sur l'alignement

- **Activités nucléaires :** à la suite des analyses conduites, le Groupe conclut à l'alignement de ses activités nucléaires dans l'Union européenne, pour le parc en exploitation et pour les projets de construction de nouvelles installations.
- **Activités liées au gaz fossile :** à date, en raison des critères techniques notamment en termes de niveau d'émissions maximales (gCO_2/kWh), l'ensemble des activités de production d'énergie à partir du gaz du Groupe sont éligibles, mais non alignées.
- **Distribution d'électricité :** l'ensemble des critères techniques est respecté, cette activité est alignée.
- **Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables :** l'ensemble des critères techniques est respecté, à l'exception d'une infime portion des centrales hydroélectriques qui ne respecte pas les critères techniques de contribution substantielle à la biodiversité. Ainsi, sauf pour une part infime, cette activité est alignée.
- **Réseaux et cogénérations de chaleur ou de froid éligibles :** ceux utilisant plus de 50 % d'énergie renouvelable, 50 % de chaleur fatale, 75 % de chaleur issue de la cogénération ou 50 % d'une combinaison de ces types d'énergie ou de chaleur, sont considérés comme alignés.
- **Services d'efficacité et de performance énergétiques, recherche et développement éligibles :** les critères de contribution substantielle étant respectés, les activités sont alignées.

3.2.7.4 Indicateurs de la Taxonomie

Les activités du Groupe contribuent principalement à l'objectif d'atténuation du changement climatique et de façon marginale à l'objectif d'adaptation au changement climatique. Par ailleurs, le Groupe engage des actions spécifiques sur les quatre autres objectifs environnementaux, qui ont fait l'objet d'une identification dans le cadre des travaux sur la CSRD.

Les trois indicateurs de Taxonomie : part de chiffre d'affaires (« Chiffre d'affaires$_T$ »), des dépenses d'investissement (« CAPEX$_T$ ») et des dépenses opérationnelles (« OPEX$_T$ ») reposent sur les données consolidées du Groupe (hors sociétés mises en équivalence). Les données ci-dessous ne font l'objet d'aucun double comptage : chaque élément étant présenté selon l'objectif environnemental visé.

2025

Indicateur	Total	Part des activités éligibles à la taxonomie	Activités alignées à la taxonomie	Part des activités alignées à la taxonomie	Répartition des activités alignées par objectif environnemental		Part des activités habilitantes	Part des activités transitoires	Activités non évaluées considérées comme non matérielles	Activités alignées sur la taxonomie 2024	Part des activités alignées sur la taxonomie 2024
					Atténuation du changement climatique	Adaptation au changement climatique					
	En millions d'euros	%	En millions d'euros	%	%	%	%	%	%	En millions d'euros	%
Chiffre d'affaires$_T$	111 830	56 %	57 742	**52 %**	52 %	0 %	20 %	25 %	1 %	64 676	55 %
CAPEX$_T$	25 200	65 %	15 781	**63 %**	60 %	3 %	25 %	27 %	2 %	15 613	59 %
OPEX$_T$	11 297	70 %	7 439	**66 %**	61 %	5 %	24 %	34 %	2 %	7 384	66 %

L'exclusion du Royaume-Uni de la Taxonomie sur les activités nucléaires pénalise les ratios du Groupe :

- le chiffre d'affaires associé à la production d'électricité d'origine nucléaire au Royaume-Uni, non éligible, représente 3,3 Mds€ en 2025 (4,8 Mds€ en 2024), soit 3 % du chiffre d'affaires$_T$ du Groupe (contre 4 % en 2024) ;
- les CAPEX$_T$ associés à la production d'électricité d'origine nucléaire et la construction de nouvelles installations nucléaires au Royaume-Uni, non éligibles, représentent 6,2 Mds€ en 2025 (7,7 Mds€ en 2024), soit 24 % des CAPEX$_T$ du Groupe (contre 29 % en 2024) ;
- les OPEX$_T$ associés à ces activités représentent 598 M€ en 2025 (436 M€ en 2024), soit 5 % des OPEX$_T$ du Groupe (contre 4 % en 2024).

3.2.7.4.1 Chiffre d'affaires$_T$

Le chiffre d'affaires$_T$ (hors activités de *trading*) atteint 111,8 Mds€ en 2025 (116,8 Mds€ en 2024), en diminution de 5,0 Mds€.

Cette évolution est notamment due à des ventes d'électricité réalisées dans un contexte de prix de marché en baisse sur la plupart des marchés. Ces éléments ont un effet limité sur la part du chiffre d'affaires$_T$ aligné, qui passe de 55 % en 2024 à **52 %** en 2025.

Par ailleurs, en 2025, le chiffre d'affaires$_T$ issu des activités liées au thermique s'élève à 17 074 M€ dont gaz 16 927 M€, fioul 103 M€ et charbon 44 M€.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio du chiffre d'affaires visé à l'article 8.2.a du règlement (UE) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au numérateur** : le chiffre d'affaires net provenant de produits ou de services associés à des activités économiques éligibles à la Taxonomie (ou alignées) ;
- **au dénominateur** : le chiffre d'affaires consolidé dans le champ de la norme IFRS 15 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 5.1.2 « Composition du chiffre d'affaires »). Il n'inclut donc pas la marge de l'activité « Trading », qui figure cependant en chiffres d'affaires dans les états financiers du Groupe.

En France, EDF SA gère sa production de manière intégrée et optimise ses moyens de production en fonction de l'équilibre amont-aval. En conséquence, le chiffre d'affaires comptabilisé fait l'objet d'une répartition sur la base des volumes produits par les différentes filières de production, et tenant compte des achats/ventes marché, qui s'appuie sur le bilan électrique publié (voir la section 5.1.3.1.1 « Évolution du chiffre d'affaires par segment »).

3.2.7.4.2 CAPEX$_T$

Les CAPEX$_T$ ont diminué de 1,2 Mds€ en 2025 et s'établissent à 25,2 Mds€ contre 26,4 Mds€ en 2024. Leur répartition entre les activités est restée sensiblement identique. La part des CAPEX$_T$ associée à des activités durables (alignées) passe de 59 % en 2024 à **63 %** en 2025 en lien avec la baisse relative des CAPEX$_T$ au Royaume-Uni (exclus de la Taxonomie). Ils sont réalisés pour une grande partie dans les activités nucléaires pour 6,7 Mds€, soit 26 % (notamment le programme Grand Carénage), les activités de distribution d'électricité pour 6,0 Mds€, soit 24 % (notamment déploiement du réseau et résilience) et les énergies renouvelables (solaires, éoliens, hydrauliques, stockage...) pour 2,9 Mds€, soit 13 %.

Par ailleurs, en 2025, les CAPEX$_T$ issus des activités liées au thermique portent sur le gaz fossile pour 314 M€ et le fioul pour 5 M€, soit 1 % des CAPEX$_T$ du Groupe.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « CAPEX$_T$ » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au numérateur :** les dépenses d'investissement en lien avec :
  - une activité éligible (ou alignée),
  - un plan CAPEX dont l'objectif est de créer ou de transformer une activité qui sera éligible à ou alignée sur la Taxonomie,
  - des investissements individuellement éligibles (ou alignés) qui ne sont pas rattachés à une activité principale éligible (ou alignée). Les principaux investissements individuellement non significatifs pour lesquels l'analyse de l'alignement n'a pas été réalisée concernent des bâtiments et des flottes de voitures en location ;
- **au dénominateur :** l'ensemble des investissements dits « CAPEX$_T$ ». Ils regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles (hors *goodwill*) et des droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés, déduction faite des subventions d'investissement reçues.

Les actifs de supports tels que les systèmes informatiques ont été considérés comme alignés lorsqu'ils concernent des entités dont l'ensemble des activités a été classé comme aligné. Pour les entités dont la répartition des fonctions supports entre activités alignées et non alignées est complexe, les actifs de support sont qualifiés de non alignés.

Évolution des CAPEX sur les trois prochaines années

Pour les années 2026 à 2028, le Groupe prévoit une hausse des investissements annuels nets [1] et anticipe d'atteindre une moyenne de 28 Mds€ par an dont au moins 96 % alloués à des activités bas carbone [2] (voir la section 3.2.2.1.2.4 « Ressources investies et dépenses actuelles et futures en lien avec l'objectif de changement climatique »).

Financements « verts »

Le Groupe a émis sur l'exercice pour environ 5,2 Mds€ de financements « verts », qui ont été affectés au **refinancement d'investissements antérieurs à 2025** à hauteur de 4,9 Mds€.

L'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF fait l'objet d'une attestation de l'un des Commissaires aux comptes (voir la section 6.7 « Informations relatives à l'allocation des fonds levés dans le cadre des financements verts d'EDF »).

Réconciliation des CAPEX$_T$ avec les états financiers

Le tableau suivant fournit une réconciliation entre les investissements nets présentés au sein du *cash-flow statement* (CFS) dans l'examen de la situation financière et du résultat 2025 (voir la section 5.1.4 « Endettement financier net, flux de trésorerie et investissements ») et les CAPEX$_T$.

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024	Variation
CAPEX$_T$	**25 200**	**26 431**	**- 1 231**
Entrées de périmètre	(48)	(730)	682
Augmentation des droits d'utilisation (location)	(1 161)	(905)	- 256
Variation des dettes sur acquisitions d'immobilisations	442	(693)	1 135
Autres dont sorties de périmètre	(407)	(1 701)	1 294
Investissements nets dans le CFS (voir section 5.1.4)	**24 026**	**22 402**	**1 624**

3.2.7.4.3 OPEX$_T$

Les OPEX$_T$ restent relativement stables par rapport à l'exercice précédent à 11,3 Mds€ fin 2025 (11,2 Mds€ en 2024). La part des OPEX$_T$ alignés augmente légèrement passant de 66 % en 2024 à **67 %** en 2025.

Définition de l'indicateur et modalités de calcul

Le ratio « OPEX$_T$ » visé à l'article 8.2.b du règlement (EU) 2020/852 est calculé en retenant :

- **au numérateur** : les dépenses opérationnelles :
  - liées à des actifs ou des processus associés à des activités éligibles (ou alignées), ou
  - faisant partie d'un plan d'OPEX dont l'objectif est de créer, étendre une activité alignée, ou
  - individuellement éligibles (ou alignés) qui ne font pas partie d'une activité principale éligible (ou alignée) ;
- **au dénominateur** : les coûts directs non capitalisés liés à la recherche et au développement, aux mesures de rénovation des bâtiments, aux locations à court terme (non comptabilisées sous IFRS 16), ainsi que toute autre dépense directe liée à l'entretien courant et aux réparations nécessaires pour assurer le fonctionnement continu et efficace des actifs.

Au titre des « autres dépenses relatives à l'entretien courant des immobilisations corporelles », le Groupe inclut dans les OPEX$_T$ les charges de personnel et achats en lien avec la maintenance et l'entretien des actifs de production, comprenant pour le parc nucléaire en exploitation, les charges liées aux opérations de conduite qui correspondent à des dépenses de surveillance d'installation. Sont donc exclues les dépenses d'exploitation liées à la production proprement dite.

En ce qui concerne l'activité hydraulique et l'activité de distribution d'électricité, les dépenses relatives aux redevances de concession ne sont pas considérées comme des OPEX$_T$.

L'ensemble des OPEX relevant de la Taxonomie est inclus dans les lignes du compte de résultat consolidé du Groupe : « Autres consommations externes » et « Charges de personnel ».

(1) Le plan d'investissement n'est pas basé sur les investissements bruts (CAPEX$_T$) tels que définis par le règlement Taxonomie et est utilisé afin de décrire nos investissements actuels. Le plan d'investissement présenté par le Groupe est basé sur les investissements nets.

(2) Les activités bas carbone du Groupe regroupent l'ensemble des activités nucléaires (production d'électricité, conception et production d'équipements pour les centrales nucléaires), de réseaux, renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques), de commercialisation d'électricité ainsi que la majorité des activités de services d'efficacité et de performance énergétique.

3.2.7.5 Indicateurs de taxonomie par activité

Indicateur					**Chiffre d'affaires**									
Année					**2025**									
					Objectif environnemental des activités alignées sur la taxonomie									
Activités économiques	**Code**	**Part du CA éligible à la taxonomie**	**CA aligné sur la taxonomie**	**Part du CA aligné sur la taxonomie**	**Atténuation du changement climatique**	**Adaptation au changement climatique**	**Ressources aquatiques et marines**	**Pollution**	**Économie circulaire**	**Biodiversité et écosystèmes**	**Activités habilitantes**	**Activités transitoires**	**Part des activités alignées sur les activités éligibles**
		%	En millions d'euros	%	%	%	%	%	%	%	H si applicable	T si applicable	%
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	25 %	27 776	25 %	25 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	100 %
Transport et distribution d'électricité	4.9	17 %	19 346	17 %	17 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	3 %	3 295	3 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	96 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	2 %	2 220	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	100 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	1 %	1 465	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	100 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	7.6	1 %	811	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	99 %
Réseaux de chaleur/de froid urbain	4.15	1 %	812	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	88 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	2 %	707	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	41 %
Services en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	1 %	1 310	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	3 %	0	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	0 %
Somme de l'alignement par objectif					**52 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**			
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES T		**56 %**	**57 742**	**52 %**	**52 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**20 %**	**25 %**	**93 %**

Indicateur					CAPEX									
Année					2025									
					Objectif environnemental des activités alignées sur la taxonomie									
Activités économiques	Code	Part des CAPEX éligibles à la taxonomie	CAPEX alignés sur la taxonomie	Part des CAPEX alignés sur la taxonomie	Atténuation du changement climatique	Adaptation au changement climatique	Ressources aquatiques et marines	Pollution	Économie circulaire	Biodiversité et écosystèmes	Activités habilitantes	Activités transitoires	Part des activités alignées sur les activités éligibles
		%	En millions d'euros	%	%	%	%	%	%	%	H si applicable	T si applicable	%
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	20 %	5 119	20 %	20 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	100 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	4.27	6 %	1 583	6 %	6 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	100 %
Transport et distribution d'électricité	4.9	24 %	5 995	24 %	21 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	2 %	442	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	96 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	3 %	762	3 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	100 %
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	4.1	3 %	757	3 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	100 %
Stockage de l'électricité	4.10	2 %	430	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Production d'électricité par bioénergie	4.8	2 %	469	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	100 %
Réseaux de chaleur/de froid urbain	4.15	1 %	224	1 %	1 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	85 %
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	1 %	0	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	7.7	2 %	0	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	0 %
Somme de l'alignement par objectif					**60 %**	**3 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**			
TOTAL CAPEX T		**65 %**	**15 781**	**63 %**	**60 %**	**3 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**25 %**	**27 %**	**97 %**

Indicateur OPEX

Année 2025

Activités économiques	Code	Part des OPEX éligibles à la taxonomie	OPEX alignés sur la taxonomie	Part des OPEX alignés sur la taxonomie	Objectif environnemental des activités alignées sur la taxonomie								Part des activités alignées sur les activités éligibles
					Atténuation du changement climatique	Adaptation au changement climatique	Ressources aquatiques et marines	Pollution	Économie circulaire	Biodiversité et écosystèmes	Activités habilitantes	Activités transitoires	
		%	En millions d'euros	%	%	%	%	%	%	%	H si applicable	T si applicable	%
Production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes	4.28	30 %	3 367	30 %	30 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	100 %
Construction et exploitation de nouvelles centrales nucléaires	4.27	4 %	447	4 %	4 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	100 %
Transport et distribution d'électricité	4.9	11 %	1 242	11 %	8 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Production d'électricité par centrale hydroélectrique	4.5	4 %	479	4 %	4 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	96 %
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	4.3	2 %	203	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	100 %
Installation, maintenance et réparation technologies énergies renouvelables	7.6	5 %	613	5 %	5 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Réseaux de chaleur/de froid urbain	4.15	2 %	178	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	85 %
Installation, maintenance et réparation équipements efficacité énergétique	7.3	2 %	178	2 %	2 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	96 %
Services en lien avec la performance énergétique des bâtiments	9.3	4 %	413	4 %	4 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Recherche, développement et innovation proches du marché	9.1	3 %	319	3 %	0 %	3 %	0 %	0 %	0 %	0 %	H	-	100 %
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	4.29	2 %	0	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	T	0 %
Acquisition et propriété de bâtiments	7.7	1 %	0	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	-	-	0 %
Somme de l'alignement par objectif					**61 %**	**5 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**			
TOTAL OPEX T		**70 %**	**7 439**	**66 %**	**61 %**	**5 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**0 %**	**24 %**	**34 %**	**94 %**

3.3 Informations sociales

3.3.1 Engagements sociaux du Groupe

Le bien-être des personnes et le développement de la solidarité sont des enjeux majeurs de la raison d'être du Groupe. Cela concerne aussi bien ses salariés que ses parties prenantes. Les quatre principaux engagements RSE identifiés dans cette famille d'enjeux concernent la sécurité et la santé de tous, l'éthique et les droits humains, l'action en faveur de l'égalité, de la diversité et de l'inclusion et la lutte contre la précarité énergétique et pour l'innovation sociale.

En 2021, le groupe EDF a publié un référentiel [1] rassemblant les engagements du Groupe ainsi que ses exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la sécurité et santé des personnes et d'éthique des affaires. Ces engagements droits humains du groupe EDF ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général.

Les engagements s'appliquent aux activités d'EDF SA et de toutes les sociétés qu'elle contrôle, pour l'ensemble des collaborateurs du Groupe, à l'exception de RTE et d'Enedis.

La notion de relation d'affaires inclut les fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, ainsi que les partenaires dans les projets.

Dans le respect des obligations contractuelles, le manquement à ces exigences, répété et non corrigé après observations, peut entraîner la rupture des relations.

3.3.1.1 Engagements en matière de droits humains

3.3.1.1.1 Respect des standards internationaux

Le groupe EDF ne tolère aucune atteinte aux droits humains et libertés fondamentales, ni dans ses activités, ni dans celles de ses relations d'affaires lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation [2].

Standards internationaux

En accord avec les Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains (UNGP), le groupe EDF s'engage à respecter *a minima* les standards internationaux de protection et de défense des droits humains et des libertés fondamentales, et en particulier la Déclaration universelle des droits humains, le Pacte international relatif aux droits civils et politiques, le Pacte international relatif aux droits économiques sociaux et culturels et les conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT). Depuis janvier 2025, le Groupe est membre de l'alliance TISFD (*Taskforce on Inequality and Social-related Financial Disclosure*) dont l'objectif est d'encourager l'émergence de pratiques économiques favorisant des sociétés plus justes. Cette alliance regroupe une centaine d'organisations de divers secteurs.

Cas de conflit de normes

Dans le cas d'un conflit de normes entre les lois d'un pays où il exerce ses activités et ces standards internationaux, le groupe EDF s'attache à trouver des solutions permettant de se conformer à l'esprit de ces standards internationaux, tout en respectant les lois nationales.

Démarche de vigilance

Pour s'assurer du respect des droits humains et des libertés fondamentales dans le cadre de ses activités, le groupe EDF met en place une démarche de vigilance, pour identifier, évaluer et prévenir tout risque d'atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales. Cette démarche de vigilance est établie conformément à la loi française sur le devoir de vigilance et à partir des recommandations des Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains.

Personnes vulnérables

Le groupe EDF s'engage à accorder une attention particulière aux impacts de ses activités sur les personnes reconnues comme vulnérables [3] par le droit international des droits humains et à enquêter en toute transparence, impartialité et bonne foi sur toute allégation d'atteinte aux droits humains ou liberté fondamentale liée aux activités exercées par les entités du Groupe, prestataires et sous-traitants.

Cas d'atteinte avérée

Si une atteinte aux droits humains ou libertés fondamentales est avérée dans le cadre des activités exercées par les entités du Groupe, le groupe EDF s'engage à dialoguer avec les victimes et/ou leurs représentants en vue de remédier à la situation, conformément aux *OECD Principles for Multinational Enterprises* auxquels le groupe EDF adhère.

Des fiches pratiques pour mieux comprendre les engagements de droits humains du Groupe

Huit fiches thématiques déclinent et contextualisent chaque engagement de droits humains publié dans le document « Droits humains et libertés fondamentales, Sécurité et santé, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF ». Ces fiches, déclinées en cinq langues (français, anglais, espagnol, italien et chinois simplifié), explicitent les engagements du Groupe, les cadres internationaux de référence, les définitions relatives à ces engagements, les principaux facteurs de risques, les principales actions de maîtrise des risques et les outils disponibles le cas échéant. Elles sont disponibles sur l'intranet du Groupe et couvrent les thématiques suivantes :

- les conditions justes et favorables de travail ;
- les forces de sécurité ;
- la lutte contre le harcèlement et la violence au travail ;
- la non-discrimination ;
- la liberté d'association ;
- les populations autochtones ;
- le travail des enfants ;
- le travail forcé.

3.3.1.1.2 Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur

La politique RSE du Groupe couvre également les engagements du Groupe en termes de droits des collaborateurs et des travailleurs de la chaîne de valeur. Ces engagements se traduisent notamment via les éléments décrits ci-après.

Pour plus de détails sur la politique RSE, voir la section 3.1.3.6 « Politique responsabilité sociétale de l'entreprise » et pour la gouvernance, à la section 3.1.2 « Gouvernance ».

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains internationalement reconnus ci-après, qui représentent les enjeux saillants identifiés dans la cartographie des risques compte tenu de ses activités, et demande à ses relations d'affaires de les respecter.

Les droits des collaborateurs

Le groupe EDF s'engage à respecter les droits humains et les libertés fondamentales en se conformant *a minima* aux dispositions des normes de l'Organisation internationale du travail (OIT) (voir la section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »).

(1) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf
(2) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-dentreprise/bien-etre-et-solidarite/droits-humains
(3) Les personnes, groupes et collectivités vulnérables sont ceux qui sont confrontés à un risque particulier d'être exposés à la discrimination et à des atteintes à leurs droits de l'Homme. Les personnes qui sont désavantagées, marginalisées ou exclues de la société sont souvent particulièrement vulnérables. Le droit international leur accorde une protection particulière, par le biais de traités spécifiques.

Lutte contre les discriminations

En termes de lutte contre la discrimination, le groupe EDF garantit l'équité de traitement des salariés et s'oppose à toute distinction, exclusion ou préférence, qu'elle soit fondée, sur la supposée race, sur la couleur de peau, le genre, l'âge, la religion, l'opinion politique, l'ascendance nationale, l'origine sociale, le handicap, la situation familiale, l'orientation sexuelle ou l'identité de genre. Dans les pays où il opère et pour ses propres activités, le groupe EDF s'investit activement pour l'égalité professionnelle et de traitement à travail égal entre les femmes et les hommes du Groupe et pour développer la mixité dans les équipes de travail à tous les niveaux de l'entreprise. La diversité est encouragée à tous les niveaux des collectifs de travail et les salariés doivent être protégés contre toutes formes de discriminations ou de représailles.

Lutte contre le harcèlement, le sexisme et les violences

Le groupe EDF ne tolère aucune pratique de harcèlement ou de violence sous quelque forme que ce soit sur le lieu de travail ou en dehors de celui-ci, si cette pratique est liée aux relations professionnelles qui ont pu y être nouées. Le Groupe s'engage à lutter et à protéger ses salariés et stagiaires contre toute forme de harcèlement, de sexisme et de violences sur le lieu de travail.

Rejet de toute forme de travail forcé

Le groupe EDF rejette toute forme de travail forcé, tel que défini par les Conventions fondamentales de l'OIT, ainsi que toute forme de trafic d'êtres humains. En particulier, pour les projets et activités mis en œuvre, le Groupe veillera au consentement libre et éclairé des salariés à l'exécution de l'ensemble de leurs missions. Le groupe EDF veille particulièrement à ce que ses intermédiaires et agences de recrutement n'aient pas recours à des pratiques susceptibles de déboucher sur du travail forcé. Le Groupe s'engage à ne pas entraver la libre circulation des travailleurs et veille notamment à ne confisquer en aucun cas les documents de voyage, les papiers d'identité ou tout autre objet personnel des travailleurs.

Rejet de toute forme de travail des enfants

Le groupe EDF rejette toute forme de travail des enfants, tel que défini par les conventions fondamentales de l'OIT. Le Groupe s'engage à n'employer que des personnes âgées d'au moins 15 ans (hors exceptions définies par la convention 138 de l'OIT) et d'au moins 18 ans pour les travaux considérés comme dangereux comme prévu dans la convention de l'OIT.

Liberté d'association, droit à la négociation collective, droits syndicaux

Le groupe EDF respecte la liberté d'association et le droit à la négociation collective définis par l'OIT. Le Groupe reconnaît que tous les salariés sont libres de former et/ou d'adhérer à une organisation de travailleurs de leur choix et n'interfère pas avec ce droit.

Conformément à l'Accord mondial sur la responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF, le groupe EDF s'engage à respecter et protéger l'autonomie et l'indépendance des organisations syndicales, dans le respect des législations et réglementations en vigueur. Cet accord vise à garantir l'exercice effectif des droits syndicaux et reconnaît comme interlocutrices et partenaires les organisations syndicales représentatives dans l'entreprise. Le groupe EDF respecte une stricte neutralité quant au choix de ses salariés d'appartenir ou non à un syndicat, et le cas échéant quant au choix du syndicat par lequel ils souhaitent être représentés. Les salariés ne sont pas discriminés en raison de leur affiliation et/ou activités syndicales. Le groupe EDF prévoit notamment un nombre d'heures dédié à l'exercice des fonctions et mandats syndicaux, ainsi qu'un parcours encadré pour les salariés exerçant des mandats représentatifs et/ou syndicaux. Le groupe EDF interdit tout harcèlement, intimidation, sanction ou discrimination à l'encontre d'un employé en raison d'activités syndicales et ne décourage pas l'employé d'adhérer à des organisations de son choix. Le Groupe respecte le droit à la négociation collective et le rôle des organisations de travailleurs aux fins de la négociation collective.

Durée du travail

Le groupe EDF se conforme aux normes de l'OIT ainsi que toutes les lois et règlements applicables sur la durée du travail dans tous les pays où il est présent.

Rémunération, conditions de travail et avantages sociaux

Le groupe EDF vise à respecter les normes de l'OIT en ce qui concerne la rémunération, les conditions de travail et les avantages sociaux. Le Groupe s'engage à payer un salaire décent qui permette aux salariés et à leur famille de subvenir à leurs besoins essentiels et à fournir une couverture sociale adéquate à l'ensemble de ses salariés. Le groupe EDF veille à ce que ses employés, lorsque leur logement est fourni par l'entreprise, bénéficient de conditions de logement ou d'hébergement décentes, telles qu'elles soient conformes aux normes de l'OIT.

En 2025, l'ensemble des salariés du Groupe perçoivent un salaire décent, conformément aux indices de référence applicables.

Respect de la sécurité et santé de tous

Pour faire face à ses enjeux industriels et commerciaux, le Groupe se doit d'être un employeur et un client socialement responsable et engagé, référent en termes de sécurité et de santé.

Le groupe EDF fait sa priorité n° 1 de la sécurité et de la santé de tous, que ce soit pour nos salariés, stagiaires ou sous-traitants, ou en matière de santé environnementale, de développement de la qualité de l'air, de réduction des nuisances sonores, visuelles ou lumineuses, d'offres commerciales liées au confort et au bien-être. Les entités du Groupe respectent les plus hauts standards définis dans la politique de sûreté nucléaire, le référentiel de sûreté hydraulique et la politique Prévention Sécurité Santé Groupe. Enfin, chaque nouveau projet est analysé sous l'angle de la sécurité et de la santé des personnes qui y participent, et au regard de son impact sur l'environnement et sur la santé des riverains [1].

La politique Prévention Sécurité Santé du Groupe a été actualisée en novembre 2025 et s'appuie sur un engagement conjointement signé par le Président-Directeur Général et par l'ensemble des membres du Comité exécutif. Cette politique Groupe s'applique à toutes les sociétés contrôlées, dans tous les pays où EDF opère, et à tous. Elle concerne ses salariés comme ses stagiaires et sous-traitants.

Les priorités de la politique sont d'abord d'éradiquer les accidents mortels et les accidents graves, de réduire le nombre global des accidents, de lutter contre l'absentéisme, et d'améliorer la santé physique et psychologique de ses salariés au travail. La politique vise à ancrer dans l'ensemble du Groupe le socle constitué par les règles vitales du Groupe et le cadre de référence du management de la sécurité santé BEST.

Une revue des résultats sécurité santé et de suivi des plans d'action est réalisée régulièrement par le Comité exécutif d'EDF. Un Comité stratégique sécurité santé Groupe pilote le déploiement de la politique.

EDF est engagée pour l'amélioration de la santé physique et psychologique de ses salariés et de ses sous-traitants avec pour priorité absolue de les protéger et d'éradiquer les accidents mortels et graves.

Dans la continuité des démarches menées dans le Groupe en vue d'éradiquer les accidents mortels et graves, notre politique ambitionne de développer une exigence collective de sécurité portée par les salariés du Groupe et les salariés des sous-traitants. Elle renforce la dynamique de progrès en collaboration avec nos prestataires en promouvant la réalisation d'actions communes sur le terrain telles que des visites conjointes et la signature de chartes.

3.3.1.1.3 Les droits des communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 60 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement.

(1) Voir notamment le guide BEST des exigences du groupe EDF pour le Management de la Sécurité Santé, et son outil d'autoévaluation.

Le Groupe reconnaît le rôle des défenseurs des droits humains et de l'environnement de tous horizons, aussi bien parmi ses fournisseurs que dans la société civile. Il s'engage à ne pas porter atteinte à l'exercice de leurs droits et veille à identifier les risques pesant sur les défenseurs des droits humains et de l'environnement du fait de ses activités commerciales et à leur permettre de s'exprimer librement sur ses activités.

Le groupe EDF identifie, pour tout projet, les risques d'impacts sur la santé, les conditions de vie et l'environnement des communautés locales, en se référant aux normes de performance de la Société financière internationale (groupe Banque mondiale) et propose les mesures appropriées.

Populations autochtones

Le groupe EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones tels que définis dans la déclaration de l'ONU sur les droits des peuples autochtones (UNDRIP) et dans la convention 169 de l'OIT, qui stipule en particulier que « les peuples autochtones ne peuvent être enlevés de force à leurs terres ou territoires ; aucune réinstallation ne peut avoir lieu sans le consentement préalable – donné librement et en connaissance de cause – des peuples autochtones concernés et un accord sur une indemnisation juste et équitable ».

Conscient des particularités des peuples autochtones, le groupe EDF s'engage à respecter les meilleurs standards internationaux en la matière et, plus spécifiquement, la DNUDPA (Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones), la convention 169 de l'OIT ainsi que les normes de la Banque mondiale. Le Groupe reconnaît notamment les critères de caractérisation des peuples autochtones inclus dans ces standards, notamment « la préexistence » historique et géographique, « la différence culturelle », « l'auto-identification » et « l'absence de domination ». Le groupe EDF respecte les droits individuels et collectifs des peuples et communautés autochtones, notamment leur droit à l'autodétermination, leur droit à la terre, aux territoires et aux ressources et leur droit au CLIP (consentement libre informé et préalable ou *Free Prior and Inform Consent* – FPIC) dans le cadre de ses projets et activités, tels que définis par la convention 169 de l'OIT.

Dans le cas où son activité menace ou affecte les moyens d'existence d'une communauté, le Groupe met en place des mesures d'indemnisation et/ou de restauration de ces moyens d'existence *a minima* au niveau pré-activité.

Le groupe EDF s'engage à respecter et protéger ou à sauvegarder, en accord avec les populations concernées, les héritages culturels, religieux ou patrimoniaux présents sur le foncier utilisé dans le cadre de l'exercice de son activité.

En termes de recours à des forces de sécurité, le Groupe s'engage à assurer la sécurité de ses employés et de ses sites dans le strict respect des droits humains, y compris ceux des communautés locales, et n'autorise pas le recours à la force, sauf fins préventives ou défensives proportionnées à la nature et à la gravité de la menace.

3.3.1.1.4 Les droits des consommateurs et utilisateurs finaux

EDF inscrit son plan de vigilance dans le cadre des Principes directeurs des Nations Unies relatifs aux entreprises et aux droits humains (UNGP [1]), des Principes directeurs de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail (OIT) et de la Charte internationale des droits de l'homme de l'ONU.

Ce plan de vigilance ainsi que d'autres documents spécifiques aux droits humains ont été considérés pour identifier les impacts, risques et opportunités matériels relatifs aux consommateurs et utilisateurs finaux. Pour plus d'informations sur ces IRO ainsi que les actions de remédiation aux impacts sur les droits humains, voir la section 3.3.5 « ESRS S4 – Consommateurs et utilisateurs finaux ».

Depuis 2022, une personne spécialiste des entreprises et droits humains est dorénavant membre du Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF afin de mieux intégrer cette expertise au sein de cette instance (voir la section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes »).

3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF

3.3.1.2.1 Champ d'application

La procédure d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance du Groupe s'applique à toutes les entités du groupe EDF.

Pour sécuriser le traitement des signalements et renforcer la confidentialité et la sécurité des données à caractère personnel, le Comité exécutif a mis en place en 2018 une plateforme d'alerte unique pour l'ensemble des signalements relevant de la loi Sapin 2 et de la loi sur le devoir de vigilance ainsi que ceux émanant de salariés et collaborateurs externes, voire de tiers témoins directs, alléguant de faits de harcèlement et discrimination. Cette plateforme bénéficie à l'ensemble des entités du Groupe à l'exception des filiales du domaine régulé, Enedis et RTE qui disposent de leur propre dispositif d'alerte pour respecter leur indépendance de gestion.

Tout alerteur peut choisir d'utiliser la plateforme d'alerte Groupe ou les autres canaux mis à la disposition des collaborateurs (manager, ressources humaines, représentants du personnel, responsable éthique et conformité local, médiateur...).

Le référent de la procédure de recueil et de traitement des signalements du groupe EDF, désigné par le Comité exécutif, est la Direction Éthique & Conformité Groupe (DECG) [2].

Les informations concernant le dispositif d'alerte sont disponibles sur :

- le site internet d'EDF [3], donc accessibles à tous (collaborateurs externes, fournisseurs et sous-traitants et tiers (clients, riverains, etc.). Il est notamment rappelé sur le site, que la procédure d'alerte du Groupe garantit une protection contre toutes mesures de représailles ou mesures discriminatoires, à tout auteur de signalement qui remplit les conditions prévues par la législation en vigueur. Ces points figurent également dans le « Guide support de l'alerteur » ainsi que sur le code de conduite d'EDF ;
- l'intranet, avec une vidéo sur le dispositif d'alerte Groupe, le Guide support de l'alerteur, et le lien vers la plateforme Groupe ;
- les sites, où un affichage est également effectué (« *Comment alerter ?* ») qui précise quels salariés et collaborateurs peuvent faire un signalement, les faits pouvant être signalés, le respect de la confidentialité et la protection du lanceur d'alerte, ainsi que les modalités de saisine du dispositif d'alerte (deux QR codes permettent d'accéder directement au guide support et à la plateforme externalisée).

En outre, chaque Responsable Éthique et Conformité d'entité (Directions d'EDF et filiales) est en charge de la communication sur la procédure d'alerte auprès des salariés (relais de l'information par le biais de leur propre communauté ou lors d'opérations de sensibilisation, notamment dans le cadre de la semaine « Éthique & Conformité Tous Acteurs »). Concernant les fournisseurs et sous-traitants, le dispositif d'alerte figure dans la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, pièce constitutive du marché.

3.3.1.2.2 Accessibilité de la plateforme

La plateforme d'alerte Groupe, gérée à partir d'un serveur indépendant, déconnecté du SI d'EDF, est accessible en permanence par le site internet du groupe EDF. Son interface est en plusieurs langues (français, anglais, italien, espagnol, allemand, portugais, néerlandais et mandarin) en France et à l'étranger et l'alerteur peut effectuer un signalement dans la langue de son choix.

(1) United Nations Guiding Principles on Business and Human Rights.
(2) Décret du 4 octobre 2022 : le référent a pour mission de recueillir le signalement et d'en assurer le traitement dans le respect de la procédure. Ce référent est désigné par l'entreprise.
(3) https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/programme-ethique-et-conformite/dispositif-d-alerte-groupe

En local, il est possible d'effectuer une alerte par écrit, auprès du Responsable Éthique et Conformité ou de la hiérarchie, des ressources humaines et de toutes autres fonctions habilitées dans la note de mise en œuvre locale de l'entité. Pour certains grands projets internationaux, un système d'alerte local est mis en place.

3.3.1.2.3 Dépôt de signalements

La procédure d'alerte du groupe EDF permet de signaler des faits constitutifs :

- d'une violation ou d'une tentative de dissimulation d'une violation de la loi ou règlement, en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une violation ou d'une tentative de dissimulation d'une violation d'un engagement international ratifié par la France, du droit de l'Union européenne ou du code de conduite en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'une menace ou d'un préjudice pour l'intérêt général en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF ;
- d'un risque ou d'une atteinte grave aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la sécurité et à la santé des personnes ou à l'environnement, en lien avec le périmètre de responsabilité du groupe EDF et de ses relations d'affaires.

3.3.1.2.4 Analyse de la recevabilité des signalements

Une fois le signalement saisi, l'alerteur reçoit un accusé de réception dans un délai de 7 jours à partir de cette réception. L'alerteur a la possibilité de faire un signalement de manière anonyme dans les pays où cela est autorisé. Ces signalements anonymes sont recevables dès lors que les éléments factuels sont suffisamment détaillés et précis pour permettre de démontrer la réalité des faits signalés.

Chaque signalement fait l'objet d'un examen de recevabilité par le comité des alertes de la DECG afin de déterminer, avant le lancement de l'instruction des faits signalés, s'il remplit les critères définis à la section 3.3.1.2.3 « Dépôt de signalements » et si le régime de protection adéquat peut être identifié.

Pendant la phase de recevabilité, le destinataire du signalement peut échanger avec l'alerteur et s'appuyer sur des experts (Direction Éthique et Conformité Groupe, Direction Juridique, Responsables Éthique et Conformité, Responsables Devoir de vigilance) afin d'obtenir les informations complémentaires nécessaires à la finalisation de l'analyse de recevabilité.

3.3.1.2.5 Traitement des signalements recevables

Une fois la recevabilité du signalement confirmée, le responsable de l'enquête désigné signe un engagement de confidentialité spécifique et dispose d'un délai maximum de trois mois pour communiquer à l'alerteur des informations sur les mesures envisagées ou prises afin de remédier à l'objet du signalement et sur les motifs de ces dernières.

L'instruction des faits signalés (vérification des faits, interviews des personnes concernées, recherche d'éléments de preuve, etc.) est réalisée avec l'appui d'experts métiers, des responsables éthique et conformité d'entité ou de filiale, de directions support, (Direction Éthique et Conformité (DECG), Direction des Ressources Humaines, Direction de la Sécurité et de l'Intelligence Économique (DSIE), Direction Juridique, Direction de l'Audit...), ou encore, lorsque cela s'avère nécessaire, d'un conseil externe. Ces experts sont soumis aux mêmes obligations strictes de confidentialité (avec la signature préalable d'un engagement de confidentialité).

À l'issue de l'instruction des faits, si la réalité des faits signalés est constatée, un plan d'actions est mis en œuvre. L'alerte ne sera clôturée qu'après la réalisation complète de ce plan d'actions.

3.3.1.2.6 Protection des lanceurs d'alerte : les mécanismes en place pour identifier, signaler et examiner les cas de non-respect/comportements illicites

La procédure d'alerte du groupe EDF a été révisée en 2023 afin de prendre en compte la loi Waserman du 21 mars 2022, transposant en droit français la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte, ainsi que son décret d'application du 4 octobre 2022. Après validation par les instances compétentes, la procédure d'alerte révisée est entrée en application le 1er juin 2023.

Cette procédure d'alerte garantit une protection contre toutes mesures de représailles ou mesures discriminatoires, à tout auteur de signalement La Direction Éthique et Conformité Groupe est responsable du pilotage et du suivi de la mise en œuvre de cette procédure, et conserve également des données archivées afin d'assurer la protection du lanceur d'alerte (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

3.3.1.2.7 Résultats 2025

Les résultats des alertes sont consolidés et figurent dans le rapport annuel éthique et conformité transmis au Comité exécutif et présenté au Comité de responsabilité d'entreprise du Conseil d'administration d'EDF. La DECG a effectué une consolidation de toutes les alertes recevables effectuées en 2025 au sein du groupe EDF, et Enedis (via le dispositif Groupe ou via tout autre canal).

En 2025, 735 alertes recevables ont été enregistrées (dont 160 dans le dispositif d'alerte Groupe). Plus d'alertes en provenance des filiales ont été reçues par rapport à 2024 preuve de la progression de la connaissance du dispositif dans tout le Groupe. 468 alertes concernent des faits localisés en France et 267 à l'étranger. 180 concernent EDF et 555 les filiales du Groupe. La catégorie harcèlement/discrimination représente 46 % des alertes. En 2025, 65 % des alertes traitées étaient suffisamment circonstanciées pour donner lieu à des actions correctrices ou des sanctions disciplinaires (20 licenciements prononcés pour des faits de harcèlement avérés). 20 % des alertes dont les faits étaient non avérés ont néanmoins donné lieu à des actions d'amélioration des processus.

	Alertes recevables toutes typologies de parties prenantes concernées	
Typologies des signalements	**2024**	**2025**
Droits et protection des personnes	46	102
dont droits humains	1	45
Harcèlement – discrimination	203	337
Fraudes – corruption et conflits d'intérêts	139	204
Autres catégories	61	92

	Alertes recevables	
Typologies des parties prenantes impliquées sur les alertes relatives aux droits humains :	**en 2024**	**en 2025**
Total alertes droits humains	1	45
• dont travailleurs de la chaîne de valeur	1	45
• dont communautés affectées	0	0
• dont consommateurs ou utilisateurs finaux	0	0

À noter pour ces résultats 2025 :

- signalements recevables dans le dispositif Groupe : 58 % en 2025 ;
- résultat 2025 des investigations à la suite des alertes : 42 % des investigations sont non avérées, 40 % avérées et 18 % partiellement avérées ;

- les alertes santé-sécurité ont été intégrées dans la catégorie « droits humains » ;
- relation de l'alerteur avec le Groupe (tous canaux confondus) : 81 % salarié, 9 % tiers, 9 % collaborateur extérieur, 1 % collaborateur occasionnel.

Mesures prises à la suite des alertes (tous canaux confondus) : 59 % correctives, 15 % disciplinaires et correctives, 23 % disciplinaires, 3 cas judiciaires, 2 cas judiciaires et correctives, et 3 cas judiciaires, correctives et disciplinaires.

3.3.1.2.8 Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise

Incidents pour discrimination et harcèlement

Comme expliqué dans la section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 », les alertes pour des faits de harcèlement/discrimination sont suivies dans une catégorie distincte par le système d'alerte. Certains faits de harcèlement/discrimination, remontés ou non par le système d'alerte, peuvent donner lieu à des amendes, pénalités et indemnisation des dommages.

Ces incidents pour harcèlement/discrimination ont engendré des conséquences financières pour EDF. Plus précisément, le montant des indemnisations versées par EDF en 2025, en vertu d'une décision judiciaire devenue définitive, pour les infractions susvisées s'élève à 235 500€ pour discrimination dont harcèlement. Les condamnations pour discrimination et harcèlement moral sont relatives à une discrimination liée à l'âge dans le cadre d'une mise en inactivité d'office prononcée en application de l'art. 4 du SNIEG sur les « longs malades » devenus inaptes à toute activité, à une contestation de déroulement de carrière liée une situation de discrimination liée au sexe ou au handicap. Par ailleurs, deux condamnations font référence à de la discrimination syndicale.

Sont prises en compte les amendes, sanctions et/ou indemnisations effectivement décaissées par une entité du Groupe. Les provisions, ainsi que les condamnations pour lesquelles un appel avec effet suspensif est en cours, sont donc exclues.

Incidents graves recensés en matière de droits humains

Sont collectés le nombre d'incidents graves et plaintes en matière de droits humains affectant les effectifs du Groupe au cours de la période de référence, ainsi que le montant total des amendes, sanctions et indemnisations pour les dommages résultant de ces incidents/plaintes.

Selon les principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales sur la conduite responsable des entreprises, sont notamment compris comme des violations des droits humains dans le cadre du droit du travail les cas de :

- discrimination au travail fondée sur le genre, la race ou l'origine ethnique, la nationalité, la religion ou les convictions, le handicap, l'âge, l'orientation sexuelle, ou d'autres formes pertinentes de discrimination ;
- harcèlement en tant que forme de discrimination spécifique ;
- travail forcé ou obligatoire ;
- traite d'êtres humains ;
- exploitation d'enfants par le travail ;
- manquement au devoir d'établir un environnement de travail sûr et sain ;
- non-respect du droit des travailleurs de constituer des syndicats et des organisations représentatives de leur choix ou de s'y affilier.

Doivent uniquement être prises en compte les violations listées ci-dessus. Sont ainsi exclues les violations liées à une réglementation locale plus contraignante que le droit international. Le Guide interprétatif ONU 2012 concernant le Principe directeur 14 prévoit que « la gravité des incidences sera établie en fonction de leur ampleur, de leur étendue et du fait de savoir si elles sont irrémédiables ou non ». Cela signifie que la gravité de l'incidence (son ampleur) et le nombre d'individus qui sont ou seront concernés (son étendue) entrent tous deux en ligne de compte. L'aspect « irrémédiable » est le troisième facteur important, utilisé ici pour signifier toute limite sur la capacité à rétablir ceux qui sont concernés dans une situation au moins identique ou similaire, à leur situation avant l'incidence négative.

Concernant les conventions de l'OIT opposables, ainsi que les exigences et engagements du Groupe face aux incidences possibles, EDF a établi un référentiel « Droits humains et libertés fondamentales, Sécurité et santé, Environnement, Éthique des affaires » disponible sur le site internet d'EDF [1].

Il n'y a pas eu d'incident grave recensé en matière de droits humains en 2025. Sont prises en compte les amendes, sanctions et/ou indemnisations effectivement décaissées par une entité du Groupe. Les provisions, ainsi que les condamnations pour lesquelles un appel avec effet suspensif est en cours sont donc exclues. Sont également prises en compte les saisines des Points de contact nationaux (PCN) de l'OCDE.

3.3.2 ESRS S1 – Effectif de l'entreprise

Le groupe EDF s'engage en faveur de la sécurité et de la santé de tous. À ce titre, il développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politique sécurité et santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psychosociaux, adapter les modes d'organisation du travail – notamment dans un contexte de changement climatique – garantir un haut niveau de protection sociale).

Le groupe EDF s'engage à sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée, en intégrant toutes les dimensions de la Responsabilité Sociétale des Entreprises (RSE) dans les activités et les projets, et en donnant les moyens aux salariés de développer leur employabilité tout au long de leur carrière.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les IRO suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

	IRO		Chaîne de valeur
●	Impact négatif	■□□	Amont
●	Impact positif	□■□	Opérations propres
●	Risque	□□■	Aval
●	Opportunité		

(1) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Sécurité et santé de tous (voir la section 3.3.2.6)	Amélioration des conditions de travail	Les possibilités d'aménagement de temps de travail offertes par le Groupe (congés spécifiques et flexibilité du temps de travail) ainsi que les actions de soutien hors cadre professionnel (notamment cellule psychologique) peuvent améliorer les conditions de travail des salariés.	Court et moyen termes
	(1D, 2C, 1F, 1I) Sécurité et santé de tous (transverses normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la sécurité et la santé des travailleurs et des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs) ainsi que la sécurité et santé des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).	Court et moyen termes
Droits humains (voir les sections 3.3.1 et 3.3.2.3)	*(1A, 1B, 1E, 2B)* Atteintes aux droits des travailleurs	Les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des salariés.	Court terme
Égalité, diversité et inclusion pour tous (voir la section 3.3.2.7)	Égalité, diversité et inclusion	L'engagement du groupe EDF dans les actions d'égalité, diversité et inclusion a un impact positif sur les salariés et la société (par exemple via des actions dans l'enseignement pour inciter les femmes aux carrières scientifiques, etc.).	Court, moyen et long termes
	(3D) Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).	Court, moyen et long termes
Développement des compétences (voir les sections 3.3.2.4 et 3.3.2.5)	Développement des compétences	La formation des employés, ainsi que certains programmes de mobilité professionnelle offerts par le Groupe, permettent le développement des compétences des salariés.	Court, moyen et long termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Attraction et fidélisation des travailleurs [1] (voir la section 3.3.2.4)	Attraction et fidélisation des travailleurs	Les conditions de travail, possibilités d'évolutions professionnelles, la performance RSE et la qualité du dialogue social au sein du groupe EDF (notamment via l'accord mondial RSE, la représentation des salariés au Conseil d'administration, etc.) représentent une opportunité d'attirer les compétences et fidéliser les salariés au sein du Groupe.
Sécurité et santé de tous (voir la section 3.3.2.6)	*(1D)* Accidents/incidents de santé et sécurité	Les accidents/incidents du travail de salariés peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.
Droits humains (voir la section 3.3.2.3)	*(1A, 1B, 1E, 2B)* Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains au sein des activités du Groupe peuvent mener à des conséquences financières, légales et réputationnelles.
Dialogue social (voir la section 3.3.2.2.1)	*(5C)* Dialogue social	Un dialogue social bloqué ou dégradé risque d'entraver la production d'énergie, le développement des projets ainsi que des offres & services, et d'impacter l'engagement des salariés et dès lors la mise en œuvre de la stratégie du Groupe.
Développement des compétences (voir les sections 3.3.2.4 et 3.3.2.5)	*(5A)* Inadéquation des compétences	Les risques d'inadéquation des compétences en externe et en interne (ex. pour les besoins des filières renouvelables ou nucléaires) peuvent générer des tensions sur les ressources et l'incapacité pour le Groupe de mettre en œuvre sa stratégie.

(1) Sous-thème spécifique défini par EDF.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

Certains impacts potentiels ont été retenus comme matériels sans se fixer de cibles d'amélioration : le groupe EDF a mis en place des actions depuis des années permettant de les maîtriser, ce qui permet d'avoir des résultats à un niveau satisfaisant. Seule une divulgation des résultats est prévue à date du fait de l'importance des sujets, pour permettre aux utilisateurs du rapport de durabilité d'avoir accès à ces données. Les sujets sur lesquels le groupe EDF a prévu de progresser sont la sécurité santé ainsi que l'égalité, diversité et inclusion. La politique formation Groupe France, prévue début 2026, permettra de travailler à l'établissement d'une cible pour les prochaines publications.

Une trajectoire des effectifs du Groupe calée sur ses orientations stratégiques

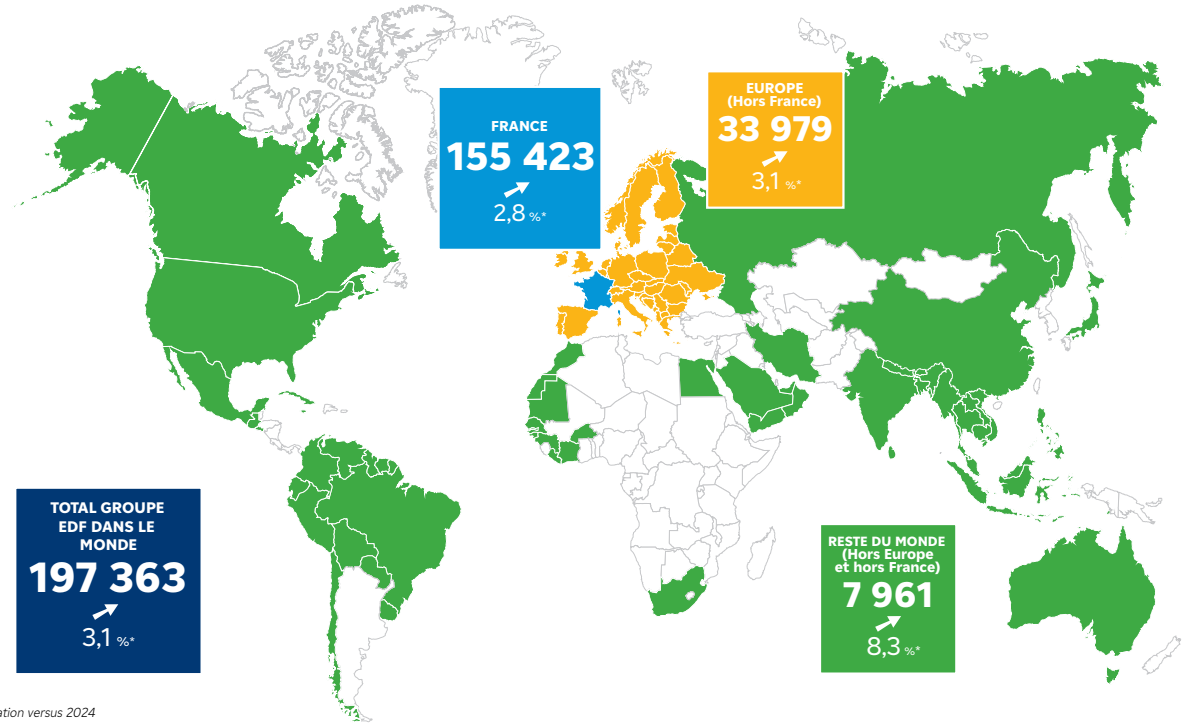
Les effectifs du groupe EDF s'élèvent à 197 363 au 31 décembre 2025 (EDF SA et 26 filiales consolidées). La hausse de 3,1 % par rapport à 2024 s'explique par la croissance des besoins en compétences nécessaires aux filières de la transition énergétique, afin de répondre à des enjeux industriels sans précédent.

Effectifs du Groupe en France

Le groupe EDF poursuit sa transformation et adapte son modèle d'activité pour répondre aux enjeux de la transition énergétique en France : allongement de la durée de vie des centrales nucléaires existantes et programme associé de maintenance, programme nouveau nucléaire, développement des énergies renouvelables, renforcement des réseaux électriques, développement de nouvelles offres commerciales notamment mobilité électrique, pompes à chaleur, optimisation des fonctions support, digitalisation des processus tertiaires internes, développement ciblé à l'international. Au périmètre France, les sociétés du Groupe totalisent 155 423 salariés au 31 décembre 2025. L'effectif France est en augmentation de 2,8 % par rapport à 2024. Les sociétés du Groupe prestant dans le domaine nucléaire, des énergies renouvelables et des services énergétiques, sont en forte croissance pour accompagner le développement du Groupe. Les hausses d'effectifs en France sont de 11 % pour Framatome, de 8 % pour Arabelle Solutions, de 14 % pour Edvance et de 20 % pour Cyclife.

Effectifs du Groupe à l'international

96 % de l'effectif total mondial du Groupe est européen et 79 % sur le périmètre France.



** Variation versus 2024*

Détail des effectifs salariés par pays dans lesquels le Groupe compte 50 salariés ou plus représentant au moins 10 % de son nombre total de salariés.

En nombre de salariés	2024	2025
France	151 135	155 423
Royaume-Uni	19 165	19 897

3.3.2.1 Politiques concernant les effectifs du groupe EDF

3.3.2.1.1 La responsabilité sociale de l'entreprise

L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF

Le 27 janvier 2025, le groupe EDF, 18 organisations syndicales représentant les salariés du Groupe et 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll Global Union et PSI) signaient le nouvel accord-cadre mondial 2025-2030 sur la responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF. Cet accord engage tout le Groupe sur un socle de principes communs à toutes les sociétés qui le composent en matière de respect des salariés et de toutes les parties prenantes impactées par les activités et projets du Groupe et de lutte contre le réchauffement climatique.

L'ensemble des salariés des sociétés contrôlées par EDF sont couverts par les dispositions de cet accord collectif. Les sociétés du Groupe le portent dans une logique de progrès, en veillant à ce que leurs politiques, leurs activités et leurs pratiques respectent les engagements de cet accord. Le Groupe assure également la promotion de cet accord auprès de ses fournisseurs et sous-traitants.

Cet accord garantit en outre le droit à la négociation collective et traduit de façon effective son engagement de « faire du respect des droits humains une condition préalable à toutes ses activités et ne tolérer aucune atteinte au respect de ces droits, ni dans ses activités, ni chez ses fournisseurs, sous-traitants et partenaires ». Il affirme que dans le cas d'un conflit de normes avec les lois applicables dans les pays dans lesquels le groupe EDF exerce ses activités, celui-ci s'attache à appliquer les dispositions les plus protectrices des droits humains, tout en respectant les lois nationales. Afin d'assurer le portage de cet accord au long cours, les engagements en matière de déploiement dans les sociétés contrôlées ont notamment été renforcés.

Suivi de l'accord

Le CMDRSE (Comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale) est le comité de suivi de la mise en œuvre et du respect des engagements de cet accord.Ses principales missions :

- analyser le bilan du Groupe sous l'angle de la responsabilité sociale ;
- identifier les écarts et les axes d'amélioration ;
- arbitrer en cas de différences d'interprétation de dispositions de l'accord ;

- contribuer à la résolution de conflits liés à l'application d'un engagement de l'accord.

Sa composition : 25 membres issus de différentes sociétés du Groupe et représentant les signataires de l'accord. Il s'agit d'une instance internationale multilingue, à l'image du Groupe, au sein de laquelle se côtoient actuellement des Français, des Britanniques, des Allemands, des Italiens, des Belges, des Brésiliens, des Chinois et des Polonais.

Le CMDRSE du nouvel accord se réunira en format « plénière », une fois par an, et en format restreint appelé « comité de pilotage » deux fois par an pour préparer les travaux de la plénière annuelle. Les travaux se poursuivront entre les réunions sous la forme de groupes de travail constitués autour de thématiques à enjeux, telles que les modalités d'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF au sein de sa chaîne d'approvisionnement, le respect des droits humains de ses salariés, de ceux de ses sous-traitants et des populations impactées par ses activités, la liberté syndicale et la transparence du dialogue social pour accompagner les transformations, les initiatives en faveur de la transition juste, l'ancrage des engagements de cet accord dans l'ensemble des sociétés contrôlées du Groupe.

Conformément au nouvel accord mondial 2025-2030, l'année 2025 a principalement été consacrée au déploiement de l'accord dans l'ensemble du Groupe. Il s'agit de le faire connaître dans l'ensemble des entités pour une mise en œuvre réussie. Par ailleurs, la 1ère plénière annuelle a permis de réunir, en septembre 2025, l'ensemble des membres du CMDRSE. Les thèmes abordés ont porté essentiellement sur le déploiement du nouvel accord, l'actualité du devoir de vigilance, ainsi que sur l'élaboration de la feuille de route de l'instance de suivi pour la mise en œuvre de cet accord.

Une protection sociale ancrée dans la durée

En matière d'avantages sociaux, le Groupe est guidé par trois principes : un principe de responsabilité, un principe d'appropriation par les bénéficiaires, un principe d'équilibre entre compétitivité et durabilité. En effet, sur ce dernier point, assurer des avantages sociaux durables et adaptés au marché local nécessite en effet qu'ils soient financièrement soutenables à long terme tant pour les salariés que pour les employeurs.

3.3.2.1.2 La politique Prévention Sécurité Santé

Le respect de la sécurité et santé de tous est au centre des préoccupations du groupe EDF. La politique Prévention Sécurité Santé a été actualisée en novembre 2025 (voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur », paragraphe « Respect de la santé et sécurité de tous »).

3.3.2.1.3 La politique de Développement des Compétences

La politique de Développement des Compétences « Groupe France » actualisée en 2022 vise à dynamiser la transformation des pratiques en matière de formation et de professionnalisation en vue de sécuriser les compétences des métiers du Groupe dans la durée. Elle a pour objectif de passer d'une gestion de la formation et de l'emploi à un management des compétences, et d'ancrer l'acquisition des apprentissages dans le cadre de l'entreprise apprenante et du *knowledge management*, démarches ayant comme objectif d'améliorer la circulation et la capitalisation des savoirs en favorisant le transfert, le partage, le stockage et la diffusion des connaissances (voir la section 3.3.2.5 « Formation et développement des compétences »).

3.3.2.1.4 La politique Rémunération et avantages sociaux

Par la politique Rémunération et avantages sociaux, le Groupe s'engage à offrir à ses salariés une rémunération juste et compétitive (voir section 3.3.2.4.1.6 « Rémunération, levier de performance et d'attractivité »).

3.3.2.1.5 La politique Mobilité

C'est dans une perspective de sécurisation de ses besoins en compétences que le Groupe a décidé, en juin 2022, de formaliser sa politique Mobilité en France et à l'international. La mobilité au sein du Groupe constitue en effet un levier important pour garantir de disposer des bonnes compétences au bon endroit et au bon moment. La mobilité est également un outil permettant de réguler les variations de charge des différentes activités, de conforter l'engagement des salariés à travers des parcours motivants et diversifiés, et, de manière plus générale, de contribuer à l'intégration du Groupe.

3.3.2.1.6 Lutte contre la discrimination et promotion de l'inclusion

Le groupe EDF fait de la diversité l'une des clefs pour réussir son projet d'entreprise « Ambitions 2035 ». C'est également un élément essentiel de ses engagements d'entreprise responsable en lien avec sa raison d'être. Il est déterminant de rechercher et promouvoir la diversité des profils et leur parfaite intégration pour permettre au Groupe d'être à l'image de ses clients et de la société civile.

La politique éthique et conformité Groupe (PECG) recense les programmes de conformité du Groupe ainsi que les principales règles que les dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités, en stricte adéquation avec les risques de ces entités. Cette politique a fait l'objet d'une mise à jour en juin 2023. Elle comporte en outre le programme relatif à la prévention du harcèlement et de la discrimination. Les droits des collaborateurs couverts sont détaillés dans la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

Au périmètre du Groupe France, des outils de formation et de sensibilisation ainsi que des documents de référence favorisant l'inclusion sont mis à disposition des salariés, de la filière RH et du management. Ces ressources visent à prévenir et lutter contre les discriminations portant sur le genre, l'orientation sexuelle, l'origine réelle ou supposée, les convictions religieuses, l'état de santé ou le handicap.

3.3.2.1.7 Démarche citoyenne de soutien aux dispositifs de réserve

EDF SA est investie depuis 2015 dans une démarche citoyenne de soutien aux dispositifs de réserve qui correspond aux valeurs profondes de l'entreprise : service public, solidarité et responsabilité, et affirme par là même sa volonté de contribuer activement à la cohésion nationale en facilitant la reconnaissance de la réserve au sein de son organisation.

Cette politique s'inscrit pleinement dans la stratégie de responsabilité sociale du Groupe. L'implication des salariés dans des missions de réserve est un engagement que EDF SA souhaite mettre en valeur, notamment dans ses pratiques de recrutement et de fidélisation. Une nouvelle convention de réserve opérationnelle a été signée par EDF SA le 31 mars 2025 : le renouvellement anticipé de cette convention a permis, d'une part, d'augmenter le nombre de jours consacrés sur le temps de travail à la réserve et, d'autre part, d'étendre ce dispositif aux policiers réservistes.

3.3.2.1.8 Engagement citoyen dans la démocratie locale

EDF offre un cadre protecteur et structuré pour ses salariés élus locaux incluant, pour tous les collaborateurs, un congé de droit pendant leur mandat, des jours d'absence rémunérés, la réintégration automatique à la fin de leur mandat, ainsi qu'un maintien à l'affiliation au régime spécial de retraite des IEG pour les salariés statutaires qui en bénéficient [1]. Ces dispositifs permettent de concilier engagement citoyen et carrière professionnelle.

(1) Salariés embauchés en tant que salariés statutaires avant le 01/09/2023.

3.3.2.2 Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants

Afin de recueillir la perception des salariés, le groupe EDF interagit à la fois par le canal du dialogue social, mais également au travers d'enquêtes réalisées chaque année. Ils sont 144 199 (83 % des enquêtés) à avoir répondu à l'enquête MyEDF Group en novembre 2025. Conduite par l'institut d'études internationales IPSOS, cette enquête, qui garantit strictement l'anonymat et la confidentialité des réponses, permet à l'intégralité des salariés du Groupe de s'exprimer sur leur situation professionnelle ainsi que la perception qu'ils ont de leur entreprise, au niveau local et aussi à l'échelle du Groupe.

3.3.2.2.1 Dialogue social

En 2025, au-delà des sujets récurrents (situation financière, bilan de l'emploi et de la mobilité, bilan sécurité santé), le dialogue social dans les différentes instances (CSEC, CGF, CEE), a porté sur les projets structurants du Groupe, dans le domaine du nouveau nucléaire (Sizewell C, préparation des chantiers des EPR2 en France), les projets visant à regrouper ou restructurer des activités et filiales, la fermeture de la centrale thermique de Cordemais, ainsi que sur les principes de déploiement de l'IA générative au sein du Groupe.

L'instance de concertation et de coordination de l'entreprise EDF (ICCE)

L'ICCE est un espace de dialogue social, d'échange et/ou de concertation avec les organisations syndicales représentatives à EDF, animé par la Directrice du Dialogue Social Groupe et organisé à un rythme trimestriel. On y échange sur des sujets de société ou d'évolution ne relevant pas de la compétence des IRP ou sur des sujets émergents, des décisions ou des orientations politiques ; ont été présentés dans cette instance en 2025 : la démarche sur l'engagement sociétal des salariés, les résultats de MyEDF Groupe 2024, l'avancement des chantiers excellence opérationnelle, le projet de création d'un Centre de formation d'apprentis Groupe.

Les instances représentatives du personnel (CSE, CGF, CEE)

Pour EDF SA, la cartographie des Instances de représentation du personnel compte, 47 CSE d'établissement et un Comité social et économique central (CSE central) qui a tenu 18 séances en 2025. Par ailleurs, le groupe EDF a mis en place un Comité d'entreprise européen depuis 2001, ainsi qu'un Comité Groupe France (CGF) depuis 2008.

Le Comité Groupe France (CGF)

Le Comité Groupe France, mis en place par accord collectif dès 2008 au sein du groupe EDF, est une instance de représentation du personnel des différentes sociétés du Groupe au périmètre France. L'accord collectif de 2018 rénovant l'instance étant arrivé à échéance en mai 2022, il a été mis à jour par accord unanime du 25 avril 2022.

Le CGF a pour mission d'assurer un dialogue social transverse sur le plan économique, financier ainsi que sur la situation et les perspectives d'emploi dans le Groupe.

Le CGF regroupe 28 représentants des salariés des filiales françaises (EDF, Dalkia, EDF power solutions, Framatome, Enedis, IZI confort, groupe ÉS).

En 2025, le CGF s'est réuni à quatre reprises donnant lieu à l'examen de la situation économique et financière du Groupe, et à la présentation d'Ambitions 2035, et ont également permis de partager le bilan de l'emploi et de la mobilité et le Bilan Sécurité Santé 2024 du Groupe.

Le Comité d'entreprise européen (CEE)

Le Comité d'entreprise européen (CEE), mis en place par accord collectif dès 2001 (révisé en 2005 et 2015, puis par avenant du 21 novembre 2021) au sein du groupe EDF, est une instance légale obligatoire de représentation du personnel des différentes sociétés du Groupe au périmètre de l'Union européenne et de l'Espace économique européen.

Le CEE a pour mission d'assurer un dialogue social transverse sur le plan économique, financier, stratégique ainsi que sur la situation et les perspectives d'emploi dans le Groupe et dans les filiales européennes.

Le Comité d'entreprise européen est composé de 38 représentants des salariés de la société mère et des filiales européennes (françaises, allemandes, britanniques, italiennes, belges et polonaises).

En 2025, le CEE s'est réuni à deux reprises lors de deux séances ordinaires. Le Secrétariat du CEE a été réuni à deux reprises en 2025 en préparation des séances plénières et ces réunions ont permis d'échanger sur l'actualité du Groupe en Europe.

Au travers des groupes de travail, les représentants du personnel du CEE réalisent des travaux à l'échelle européenne en lien avec l'actualité européenne et les politiques du Groupe (sécurité santé, fermeture de sites, comptes consolidés, transition énergétique, égalité et diversité).

Devoir de vigilance et dialogue social

Le CMDRSE (voir la section 3.3.2.1.1. « La responsabilité sociale de l'entreprise ») constitue le lieu privilégié de dialogue avec les représentants des salariés sur l'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF. Depuis l'accord de 2018, un point est systématiquement réalisé sur ce sujet à chaque réunion du Comité de suivi de l'accord (trois fois par an en moyenne dont une fois en plénière). Le CMDRSE permet de suivre la mise en œuvre des actions programmées ou encore de débattre autour de l'actualité juridique et législative impactant le Devoir de vigilance. La première plénière du nouvel accord mondial RSE en septembre 2025 a notamment été l'occasion de faire un point sur les contentieux liés au devoir de vigilance touchant des multinationales françaises et les enseignements à en tirer, ainsi que sur les actualités européennes concernant notamment les négociations en cours relatives à la directive européenne sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité (CS3D).

3.3.2.2.2 Indicateurs relatifs à la négociation collective

Par la voie de la filière des responsables RH, chaque Direction ou filiale remonte une fois par an le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective.

L'indicateur de dialogue social mesure l'existence de conventions collectives dans les principales sociétés contrôlées. Ces conventions sont garantes de la réalité des négociations avec les représentants des salariés en vue de définir les statuts des travailleurs. En conformité avec les principes de l'Organisation internationale du travail, les accords peuvent être sectoriels, nationaux, régionaux, au niveau d'une organisation ou d'un site.

Couverture des négociations collectives	2025
Taux de salariés couverts par une convention collective	86,9 %
Taux de salariés couverts par une convention collective dans l'EEE [1]	94,4 %
Taux de salariés couverts par une convention collective en France	94,7 %

(1) Dans l'Espace économique européen, la France est le seul pays dans lequel le Groupe a un effectif supérieur à 10 % de son nombre total de salariés.

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur est le ratio entre le nombre de salariés bénéficiant d'une convention collective et l'effectif physique au 31 décembre, pour le périmètre concerné.

3.3.2.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux collaborateurs du groupe EDF de faire part de leurs préoccupations

Les salariés peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance, qui garantit l'anonymat et est accessible dans les six langues du Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

3.3.2.4 Salariés de l'entreprise – Attractivité et fidélisation des travailleurs

3.3.2.4.1 Actions et indicateurs relatifs aux effectifs

Attirer, recruter et fidéliser les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique : c'est un axe fort de la stratégie du Groupe.

3.3.2.4.1.1 Le groupe EDF, l'un des principaux recruteurs industriels

Les filières de la transition énergétique vont devoir recruter plusieurs centaines de milliers de personnes en France dans les 10 ans à venir, dont environ 10 000 par an dans la seule filière nucléaire [1]. Ces recrutements massifs nécessitent une mobilisation de tous les acteurs de l'écosystème de la transition énergétique. Pour y répondre, le groupe EDF a lancé en 2023 le chantier d'excellence opérationnelle « Compétences ». Les actions menées dans le cadre de ce « chantier » sont envisagées en entreprise étendue et sur des territoires où elles se déploient concrètement. Elles sont mises en œuvre en partenariat avec les acteurs de l'Éducation nationale, du service public de l'emploi et du monde associatif en lien avec les collectivités territoriales. Dans ce contexte de besoins de compétences en forte hausse et de tensions inédites sur les ressources disponibles, le groupe EDF, acteur majeur de la transition énergétique en France et dans le monde, est l'un des principaux recruteurs industriels avec plus de 14 200 recrutements en CDI en 2025 dans le monde, dont près de 9 500 en France. En outre, le Groupe accueille et accompagne environ 9 750 alternants dans le monde à fin 2025.

Embauches/départs de salariés dans le Groupe	Unité	2024	2025
Total départs des salariés qui ont quitté l'entreprise	Nombre	18 902	20 660
dont départs en retraite/inactivité	*Nombre*	*3 103*	2 763
Taux de rotation des salariés	%	9,9 %	10,5 %

Précisions sur les indicateurs

- Indicateur « total départs des salariés qui ont quitté l'entreprise »

  Cet indicateur est la somme, sur une année, des départs du Groupe dont les départs à la retraite, les démissions et les licenciements.
- Indicateur « taux de rotation »

  Cet indicateur est le ratio entre le nombre total de départs sur une année (indicateur « total départs des salariés qui ont quitté l'entreprise ») et les effectifs au 31 décembre de l'année.

3.3.2.4.1.2 Dynamique de la marque employeur

EDF demeure l'un des employeurs les plus attractifs pour les étudiants, les alternants et les jeunes diplômés comme l'attestent plusieurs classements externes interentreprises publiés en 2025, comme celui d'Universum [2].

3.3.2.4.1.3 Attirer vers les métiers de la transition énergétique

Au regard des volumes de recrutement à venir et de l'attractivité encore trop faible des métiers de l'industrie, surtout pour les femmes, le groupe EDF a souhaité amplifier sa mobilisation comme acteur majeur sur les enjeux de compétences et sur l'élargissement des profils recherchés. Le Groupe déploie, avec ses partenaires, des actions variées et innovantes dans le domaine de l'attractivité des métiers et dans la relation avec les écoles.

Parmi les évènements emblématiques auxquels participe le Groupe pour mettre en visibilité ses métiers et savoir-faire auprès des jeunes générations figurent Worldskills et Forindustrie.

WorldSkills est une compétition internationale qui met en avant les métiers techniques et manuels à travers des épreuves pratiques. Elle vise à promouvoir l'excellence professionnelle et valoriser les compétences des jeunes dans divers secteurs. Cet évènement constitue pour le Groupe une opportunité de s'adresser aux plus jeunes, notamment auprès des jeunes filles et de leurs parents, ainsi qu'aux demandeurs d'emploi. En 2025, l'édition nationale à Marseille a réuni plus de 40 000 visiteurs, dont 25 000 scolaires (collégiens, lycées). Trois salariés du Groupe concouraient dans les domaines réfrigération, contrôle industriel et fraisage. Au-delà de l'évènement 2025, EDF inscrit son partenariat avec Worldskills dans la durée pour inciter à la participation des salariés dans la compétition et témoigner de la maîtrise de ses savoir-faire.

Forindustrie est un évènement digital immersif conçu pour faire découvrir les métiers de l'industrie aux jeunes (collégiens, lycéens, étudiants) et aux demandeurs d'emploi. Il prend la forme d'un métavers inspiré des jeux vidéo, avec des défis, quiz, vidéos et rencontres virtuelles, afin de rendre l'orientation ludique et interactive. Comme les années précédentes, l'entreprise a participé à l'édition 2025 qui s'est déroulée du 17 novembre au 5 décembre et a relayé l'évènement auprès des acteurs de l'Éducation nationale et de France Travail pour faire connaître les métiers de la transition énergétique.

L'Université des métiers du nucléaire (UMN), créée en 2021, soutient les compétences de la filière nucléaire via des actions locales et un portail dédié, « Mon Avenir dans le nucléaire ».

La troisième édition de la Semaine des métiers du nucléaire s'est tenue du 3 au 7 février 2025, avec un nombre d'évènements croissant, montrant la dynamique sur l'ensemble du territoire national. Cette Semaine des métiers du nucléaire a permis de toucher plus de 28 000 participants. L'UMN a aussi adapté les formations aux besoins industriels, lancé 73 nouvelles formations, et introduit le « Passeport Nucléaire » dans plus de 120 d'établissements.

La filière réseaux, via des partenaires officielles, a poursuivi son action pour le maintien et l'ouverture de classes réseaux en lycées professionnels (128 cursus), BTS (61 cursus) et certificats de spécialisation (21 cursus), touchant plus de 12 000 élèves à la rentrée 2025. Plus de 500 stagiaires École des Réseaux ont été accueillis dans les entreprises partenaires au S1 2025. Le volet formation professionnelle a connu la mise en œuvre effective de la Préparation opérationnelle à l'emploi individuelle dans deux directions régionales pilotes d'ENEDIS (IDF et Sillon Rhodanien) et a été généralisée aux autres directions régionales à partir de la rentrée 2025.

La filière des nouveaux systèmes énergétiques (énergies renouvelables et services énergétiques) a créé un label des métiers de la transition énergétique, qui qualifie une centaine de diplômes qui forment aux métiers de la transition énergétique.

3.3.2.4.1.4 Recruter les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique

EDF continue de valoriser l'alternance et les stages comme sources de son recrutement, tout en augmentant la part des salariés expérimentés. EDF est fortement engagée dans l'accueil des stagiaires de seconde et troisième et collabore avec des associations pour accompagner les élèves de quartiers prioritaires, notamment les jeunes filles.

(1) D'après le rapport de l'étude Match paru en 2025.
(2) En 2025, EDF est classée 3e par les étudiants Bac +2/3 expérimentés ou non, ainsi que par les ingénieurs expérimentés https://universumglobal.com/fr/rankings/.

Le groupe EDF attache une importance particulière à l'expérience candidats (délais de traitement des candidatures, limitation du nombre d'entretiens...). Le réseau relation écoles Groupe a été consolidé via le partage de viviers de candidats et les conventions Groupe avec des établissements post-bac.

Le groupe EDF poursuit ses actions pour augmenter la féminisation de ses recrutements externes via la valorisation de modèles féminins, des partenariats avec des influenceuses et des influenceurs, et une présence active dans les écoles pour encourager les jeunes filles à s'orienter vers des métiers techniques. EDF soutient des initiatives comme Fem' Energia et intègre la féminisation dans toutes les étapes du recrutement. En 2025, EDF Power Solutions a mené une action en partenariat avec l'association Rêv'elles, qui vise à favoriser l'égalité des chances et la mixité. Le Groupe compte 770 marraines de l'association « Elles Bougent » en France en 2025, qui se mobilisent pour aller à la rencontre des jeunes filles.

Illustration de la féminisation du recrutement dans les métiers techniques et SI (EDF SA)	2024	2025
Nombre total de recrutements dans les métiers techniques	2 309	1 633
Part des femmes recrutées dans les métiers techniques (%)	20 %	21 %
Nombre total de recrutements dans les métiers systèmes d'information	348	248
Part des femmes recrutées dans les métiers systèmes d'information (%)	30 %	35 %

Engagement en faveur de l'insertion professionnelle et de l'inclusion

EDF se mobilise pour une économie inclusive, particulièrement pour les jeunes, en partenariat avec le Collectif d'entreprises pour une économie plus inclusive. En 2025, EDF a recruté des CDI/CDD et alternants issus des quartiers prioritaires de la ville (QPV) et zones rurales revitalisées (ZRR). EDF participe à des journées d'inclusion par le sport et mène des initiatives de recrutement par le sport pour identifier des candidats sur les métiers en tension. Le programme « un jeune, un mentor » offre plus de 1 000 propositions de mentorat pour répondre aux enjeux de l'emploi des jeunes et du renouvellement des compétences.

Le groupe EDF est pionnier dans l'intégration professionnelle des personnes en situation de handicap, participant chaque année au salon français Hello Handicap, un évènement 100 % digital avec environ 20 000 offres de postes proposées en 2025 dont plus de 450 publiées par EDF SA, labellisée entreprise handi-engagée en 2025.

EDF a mis en place un dispositif de mécénat de compétences avec deux modalités : le mécénat de compétence senior pour les salariés proches de la retraite, facilitant leur transition vers un engagement bénévole, et le mécénat de compétences parcours permettant à des salariés en cours de carrière d'aller acquérir des compétences à l'extérieur de l'entreprise en travaillant au service de l'intérêt général. Les missions durent généralement deux ans ; une centaine de salariés ont participé à ce programme en 2025.

Depuis 2024, EDF a renforcé ses partenariats pour faciliter le recrutement de personnes en reconversion et réinsertion, notamment avec France Travail. EDF utilise des dispositifs de Préparation opérationnelle à l'emploi et organise des opérations de « job dating » pour les salariés des secteurs en décroissance ou touchés par des Plans de sauvegarde de l'emploi (PSE).

3.3.2.4.1.5 Des actions en faveur de la mobilité interne du groupe EDF

L'entreprise s'attache à rendre les salariés acteurs de leur parcours en leur garantissant la visibilité sur les offres disponibles dans le Groupe et en les accompagnant sur une meilleure compréhension des besoins des entreprises à court et moyen termes. La mobilité interne est aussi priorisée pour les salariés en redéploiement, qui font l'objet d'un accompagnement spécifique.

Le groupe EDF poursuit le développement de cursus de reconversion permettant aux salariés de monter en compétences sur de nouveaux emplois techniques et cœur dont l'entreprise a besoin à long terme.

3.3.2.4.1.6 Rémunération, levier de performance et d'attractivité

La rémunération globale est un levier essentiel de la contribution de chacun à la performance du groupe EDF, ainsi qu'à son attractivité.

Le Groupe s'engage à offrir une rémunération juste et compétitive, accompagnée d'une protection sociale adaptée, garantissant une couverture contre les risques majeurs de la vie.

La politique de rémunération et avantages sociaux repose sur quatre principes :

- **attractivité :** proposer des dispositifs adaptés aux différents marchés pour attirer et fidéliser les compétences nécessaires ;
- **équité :** garantir la cohérence interne et établir un lien clair entre rémunération, contribution et évolution professionnelle ;
- **soutenabilité :** garantir des dispositifs durables, compatibles avec la compétitivité des sociétés du Groupe ;
- **lisibilité :** rendre les dispositifs transparents et communiquer régulièrement auprès des salariés et des managers.

La politique s'articule notamment autour d'une rémunération fixe et d'une rémunération variable, individuelle et/ou collective, qui valorise l'atteinte des objectifs, en lien avec les résultats économiques des entreprises.

Elle doit également s'assurer d'une cohérence du niveau de rémunération de l'emploi avec le marché en prenant en compte l'ensemble des avantages conférés aux salariés.

Pour renforcer l'engagement, EDF propose une rémunération de performance individuelle aux salariés éligibles. Celle-ci permet d'établir un lien direct entre performance, évolution professionnelle, contribution et reconnaissance. Le niveau d'atteinte des objectifs et la rémunération de performance individuelle associée sont évalués chaque année lors de l'entretien annuel professionnel avec le manager.

Rémunération annuelle totale	2024	2025
Ratio d'équité	26,5	20,3

Précision sur les indicateurs

Le ratio d'équité désigne le ratio de rémunération annuelle total de la personne la plus payée par rapport à la rémunération totale annuelle médiane de tous les salariés (à l'exclusion de la personne la mieux rémunérée). Le calcul de cet indicateur repose sur un périmètre représentatif des effectifs du groupe EDF, incluant les salariés présents en continu en France (EDF SA, Enedis, Framatome, Dalkia) et au Royaume-Uni (EDF Energy), soit environ 80 % des effectifs mondiaux.

Les rémunérations prises en compte incluent le salaire de base ainsi que l'ensemble des avantages en espèces et en nature.

Ce ratio peut fluctuer d'une année à l'autre selon le niveau des rémunérations variables annuelles, ainsi que du versement d'éléments variables non récurrents, qui impactent notamment la rémunération la plus élevée du Groupe.

3.3.2.4.1.7 Effectifs salariés par genre

En nombre de salariés dans le Groupe	2024	2025
Masculin	140 663	144 867
Féminin	50 625	52 358
Autres	0	0
Non déclaré	156	138
Total salariés	191 444	197 363

Précisions sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par genre de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon quatre catégories de genre : masculin, féminin, genres autres et genre non déclaré ; ce dernier indicateur correspond à une absence de réponse à la question de la qualification du genre du/de la salarié(e) ; la répartition est réalisée selon les tolérances législatives en vigueur dans chaque pays et selon les données à disposition de chaque entité ;
- l'effectif comptabilisé est l'effectif physique fin de période (au 31 décembre de l'année) ;
- l'effectif est comptabilisé par pays et par entreprise du Groupe, selon la localisation géographique des salariés enregistrée par chaque entreprise.

Les sociétés du groupe EDF sont parvenues à maintenir leur taux de féminisation stable malgré des soldes entrées-sorties ne permettant pas une évolution favorable de la part des femmes dans le corps social. Cette stabilité est constatée malgré des progressions significatives en matière de recrutements de femmes depuis deux ans.

3.3.2.4.1.8 Effectifs salariés par type de contrat

Salariés au 31/12/2025	Hommes	Femmes	Autres	Non déclaré
Nombre de salariés (effectifs)	144 867	52 358	0	138
dont nombre de salariés en contrat à durée indéterminée (effectifs permanents)	136 731	48 491	0	2
dont nombre de salariés en contrat à durée déterminée (effectifs temporaires)	8 136	3 867	0	136

Parmi les effectifs temporaires figurent les salariés au nombre d'heures non garanti :

Salariés au 31/12/2025	Hommes	Femmes	Autres	Non déclaré
Nombre de salariés au nombre d'heures non garanti (effectifs)	321	37	0	0

Précision sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par type de contrat et par genre de l'effectif du Groupe sont définis de la manière suivante :

- selon quatre catégories de genre (voir la section 3.3.2.4.1.7 « Effectifs salariés par genre ») ;
- pour les types de contrat suivants :
  - à durée indéterminée,
  - à durée déterminée, parmi lesquels se trouvent les contrats au nombre d'heures non garanti (salariés qui sont employés par l'entreprise sans qu'il leur soit garanti un nombre minimal ou fixe d'heures de travail ; cette définition diffère d'un pays à l'autre, la législation nationale s'appliquant).

3.3.2.5 Formation et développement des compétences

3.3.2.5.1 Actions liées aux compétences et formations

L'optimisation du catalogue d'offres de formation a permis de faciliter le parcours utilisateur des salariés et des managers, grâce à un moteur de recherche dédié. Le Groupe propose un panel de modalités pédagogiques qui vont de la formation présentielle au *knowledge management*, en passant par les modalités en situation de travail et accompagnées, les classes virtuelles et toutes les combinaisons de modalités dites *blended learning*. Ceci permet que plus d'un quart des heures de formation et de professionnalisation consommées le soient via des modalités numériques (chiffre EDF SA).

Le chantier « Compétences », lancé en 2023, est l'un des quatre chantiers de transformation interne du Groupe. Il est organisé pour voir plus loin (10 ans) et agir plus largement en intégrant également les filières de la transition énergétique. Au niveau des réalisations, le Groupe a notamment réalisé les actions suivantes :

- mise en place du premier plan de charge Groupe nucléaire et élargissement des travaux de nomenclature Métiers à de nouvelles activités (Hydraulique, Support), mise à jour du rapport Match (voir la section 3.3.2.4.1.1 « Le groupe EDF, l'un des principaux recruteurs industriels ») et réalisation d'une étude similaire pour les Réseaux ;
- élaboration d'un panorama Groupe des besoins de recrutement par région sur trois ans ;
- accélération du développement du *Knowledge Management* avec un élargissement au-delà du nucléaire ;
- validation en Comité exécutif d'une *Employee Value Proposition* (EVP) pour le Groupe ;
- développement des partenariats dans le cadre des colorations de filières avec l'Université des métiers du nucléaire et l'École des réseaux ;
- le groupe EDF a été lauréat de 23 AMI CMA (appels à manifestation d'intérêt - compétences et métiers d'avenir) en France.

En déclinaison de la politique Développement des Compétences Groupe France et dans le but d'accroître la standardisation et la digitalisation de l'offre tertiaire et managériale, mais également d'enrichir la construction de parcours personnalisés modulaires, une plateforme externe de contenus de formation en libre-service a été interfacée avec la plateforme du Groupe, permettant ainsi que toute l'offre digitale soit directement accessible depuis cette dernière. La généralisation de ces plateformes s'est faite en 2025.

Cela permet de proposer une offre de contenus riches (plus de 50 000 ressources sélectionnées par des experts) avec des formats variés (vidéos, podcasts, articles, MOOC...) et ce dans plus de 25 langues.

Le Groupe poursuit également sa démarche de « former autrement » notamment en favorisant le transfert des connaissances et du savoir-faire et promeut la mise en place de démarche de *Knowledge Management* et d'organisation apprenante. Le *Knowledge Management* a pour finalité de faciliter l'accès à la connaissance, d'instaurer une culture de la transmission des connaissances et promouvoir la coopération entre pairs, entre experts. Il contribue à l'excellence opérationnelle (gain de temps, partage de bonnes pratiques, contribution aux objectifs de sûreté et sécurité) en servant également les enjeux propres des filières et des entités. Le *Knowledge Management* aide à faire face à des situations d'évolution en mettant à disposition des outils, des initiatives, des bonnes pratiques et de la méthodologie. Il soutient et vient en complément ou renforcement des formations. Il permet également de préserver le capital de l'entreprise et plus particulièrement son patrimoine intellectuel.

Dans une volonté de maintien des compétences dans l'entreprise, l'accord Cadre mondial 2025-2030 sur la Responsabilité sociale du groupe EDF, signé le 27 janvier 2025 (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise »), intègre le fait que le Groupe favorise le transfert des connaissances et du savoir-faire intergénérationnel et promeut la mise en place de démarches de *knowledge management*.

Enfin, le Comité exécutif a mis en place un socle commun d'e-learnings, dans plusieurs langues, visant à développer la culture du Groupe au périmètre monde et à le protéger sur les thématiques suivantes :

- sécurité et santé : les 10 règles vitales & l'importance de la vigilance collective (voir la section 3.3.2.6.1 « Actions relatives à la sécurité et la santé ») ;
- cybersécurité : se protéger du vol et de la perte de son matériel IT et prendre soin de son identité numérique (sur les réseaux sociaux) ;
- éthique & conformité : ancrer le code de conduite « Éthique & Conformité » à travers la prévention de la corruption et du trafic d'influence.

3.3.2.5.2 Cibles et indicateurs relatifs à la formation et au développement des compétences

Le Groupe a investi plus de 700 millions d'euros en 2025, permettant de dispenser un volume de plus de 8 millions d'heures de formation et de professionnalisation.

Heures de formation dans le Groupe	2023	2024	2025
Nombre moyen d'heures de formation par salarié	40,5 h	41,4 h	41 h

La moyenne d'heures de formation dans le Groupe se maintient à un niveau élevé en 2025. Ceci est principalement lié aux volumes de recrutement et à la formation des nouveaux embauchés. Le Groupe poursuit ses actions sur l'optimisation des cursus de formation ainsi que sur la diversification des modalités de développement des compétences.

Précisions sur les indicateurs

Le nombre moyen d'heures de formation par salariés est le rapport du total annuel d'heures de formation sur le nombre de salariés présents en fin d'année.

3.3.2.6 Sécurité et santé de tous

3.3.2.6.1 Actions relatives à la sécurité et la santé

Le socle de management de la sécurité et de la santé

Le Groupe dispose d'une politique Prévention Sécurité Santé, signée en avril 2024, et réaffirmée fin 2025 avec la nouvelle configuration du COMEX. L'ambition est d'éradiquer les accidents graves et mortels et de viser le zéro blessé.

Au-delà des enjeux d'intégration transversaux de la sécurité et de la santé posés par la politique, 10 exigences et 10 règles vitales sont édictées.

Le Groupe centre son engagement sur ces 10 règles vitales à partir d'une analyse des accidents mortels au cours des 40 dernières années.



Chacun d'entre nous applique strictement les **10 règles vitales** pour nous protéger collectivement des risques.

TOUS ENSEMBLE, ACTEURS DE LA VIGILANCE PARTAGÉE



Je ne franchis jamais un balisage, y compris de tir radiographique, sans y être autorisé



Je ne travaille et je ne conduis jamais sous l'influence de l'alcool ou de drogues



J'utilise les protections (ceinture, casque...), je respecte les limitations de vitesse, je ne manipule ni téléphone ni GPS quand je conduis un véhicule



Je me protège toujours contre les chutes de hauteur, et je protège les autres des chutes d'objet



Je ne passe jamais sous une charge suspendue et je maintiens avec elle une distance de sécurité

Osons interpeller, acceptons de l'être, sachons dire **STOP** en cas de danger !



Je ne travaille que sur les équipements dont les sources d'énergie sont isolées



J'utilise toujours les protections spécifiées quand je travaille sous tension ou à proximité



Je maintiens toujours une distance de sécurité vis-à-vis des équipements ou engins en mouvement



Je porte toujours un gilet de sauvetage quand je travaille à proximité de l'eau en l'absence de protection collective



Je ne pénètre jamais dans un espace confiné sans autorisation, sans contrôle d'atmosphère et sans surveillance

LA VIE D'ABORD Aucune urgence ne justifie de prendre des risques !

Cadre de référence BEST

En application de la nouvelle politique, l'autoévaluation de leur système de management sécurité santé au regard du cadre de référence BEST, réalisées par les directions et sociétés du Groupe, est désormais remplacée par une évaluation triennale des directions du Groupe au travers de revues de pairs. Cette évolution engagée en 2025 vise à renforcer le contrôle de niveau 2 du Groupe. Cela permet aussi aux entités de bénéficier de la vision et de l'expérience de leurs homologues.

Les certifications ISO 45001/MASE ou VCA

La part des salariés appartenant à des entités dont le système de management est certifié (ISO 45001, MASE ou VCA) est de 59 % en 2025 contre 35,4 % fin 2024.

« Stop sécurité »

La politique Prévention Sécurité Santé du Groupe précise que lorsque les conditions de sécurité en lien avec les règles vitales ne sont pas réunies, un « Stop chantier » doit être prononcé pour éviter de s'exposer au risque, et engager les actions nécessaires pour reprendre l'activité, avec l'appui des compétences et du management. De même quand, en phase préparatoire, il est jugé que les conditions de sécurité prévues ne sont pas satisfaisantes, c'est un « No Go » qu'il convient de marquer.

Depuis 2019, un évènement STOP Sécurité Groupe est organisé en octobre au sein de toutes les équipes, permettant de partager sur la sécurité-santé mais aussi sur le thème choisi au niveau du Groupe. Organisé le 16 octobre 2025, il a permis de mettre en débat sur le terrain et dans les collectifs de travail, le sujet de la sécurité et de la santé sur le thème « Construisons ensemble une culture juste ».

Partage de l'analyse des « évènements à haut potentiel »

Afin d'assurer la boucle d'amélioration continue, et d'entretenir la conscience du risque, les évènements à haut potentiel (HPE) sont collectés, analysés et partagés à l'échelle du Groupe. 83 % de ces HPE sont des presque-accidents ou des situations dangereuses, et sont donc détectés préventivement à l'exposition au risque. L'analyse des HPE doit permettre d'éviter la reproduction des évènements.

En 2025, un critère sécurité de l'accord d'intéressement d'EDF SA a porté sur l'augmentation du ratio HPE/LTI visant à encourager la collecte des HPE sur le terrain et la réduction du nombre d'accidents avec arrêt.

Audits sécurité santé

Des audits sont menés chaque année dans le Groupe, notamment sous la forme de visites de chantiers. Ces visites font l'objet d'un compte rendu de visite de chantier partagé localement avec les équipes auditées (voir la section 3.6.1 « Engagements RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance », paragraphe « Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de sécurité santé »).

La Direction de l'Audit Groupe réalise aussi une évaluation sécurité santé dans le cadre des audits d'entité ou sur des thématiques spécifiques. Des échanges réguliers avec la Direction Prévention Santé Sécurité permettent d'alimenter les états des lieux respectifs.

Les revues de pairs/contrôles de niveau 2 de la Direction Prévention Santé Sécurité alimentent aussi cette vision globale de la sécurité santé au niveau du Groupe.

Les troubles anxio-dépressifs et le stress

Depuis de nombreuses années le groupe EDF se mobilise pour la prévention des risques psychosociaux pouvant générer des troubles anxio-dépressifs. Une méthode d'évaluation des risques a été définie au niveau du Groupe. Basée notamment sur l'exploitation des réponses à l'enquête MyEDF, elle permet d'identifier les facteurs de risques propres à chaque collectif ainsi que les facteurs de protection tels que la reconnaissance, le sens du travail, la participation à la fixation des objectifs.

Le Groupe a signé la charte pour la santé mentale au travail le 20 novembre 2025 portée par l'alliance pour la santé mentale pour notamment mettre à profit le collectif et son animation.

Un marché cadre permet de mettre à disposition des appuis externes pour développer des actions de formation, accompagner les collectifs en difficulté, gérer les chocs post-traumatiques, etc. sur l'ensemble des niveaux de prévention primaire, secondaire et tertiaire.

Une formation « équipier vigilant » est déployée depuis 2025 pour permettre aux salariés volontaires (RH, managers, chargés de prévention, équipes médicales et partenaires sociaux) d'être sensibilisés aux RPS, de détecter et orienter. Cette formation a été mise en place par l'experte RPS du Groupe et des psychologues internes. Elle inclut notamment des séquences de partages de pratiques/supervision régulières. Une offre de formation est déployée à destination des managers pour les accompagner dans la réalisation d'entretiens de retour au travail à la fin de chaque arrêt de travail permettant de réaccueillir dans les meilleures conditions les salariés. La réalisation systématique de ces entretiens constitue l'une des exigences de la nouvelle politique Prévention Sécurité Santé.

Enfin, une plateforme « Écoute et Soutien » permet de dialoguer, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, en toute confidentialité, avec un psychologue par téléphone ou via tchat sur le site internet. Cette plateforme accessible à tous les salariés du Groupe en France est aussi ouverte aux personnes vivant au domicile des salariés et aux salariés partenaires.

L'experte RPS, psychologue clinicienne, pilote l'ensemble des actions.

Comme en 2025, le thème de la santé mentale a été retenu en 2026 pour mener des actions spécifiques.

Les troubles musculo-squelettiques (TMS)

La filière sécurité santé est renforcée par le recrutement de salariés, à différents niveaux de l'entreprise pour réaliser des études de poste et définir des moyens de réduire la pénibilité des activités. Au-delà des actions d'amélioration des postes de travail, une offre de formation est mise à disposition des salariés des fonctions techniques et tertiaires. Des kinésithérapeutes et ostéopathes interviennent dans plusieurs entités. Des entreprises partenaires organisent des séances d'échauffement avant la prise de travail comme c'est le cas de l'une d'entre elles sur le chantier de l'EPR2 à Penly.

Plusieurs applications d'exosquelettes sont mises en place pour réduire la pénibilité des activités. Ces dispositifs d'assistance physique permettent de soulager les membres supérieurs du corps humain. Ils sont, par exemple, utilisés par des métiers comprenant des tâches de travail qui sollicitent les bras, dans des positions contraignantes, avec des outillages à porter à bout de bras. C'est le cas par exemple des activités meulage bras en l'air dans un site nucléaire en France. Dans la production hydroélectrique, l'utilisation d'exosquelettes permet de diminuer les risques de blessure lors des opérations de dégrillage des prises d'eau, facilitant l'utilisation des râteaux.

La radioprotection

La mobilisation des différents acteurs permet de poursuivre la dynamique d'amélioration dans le domaine de la radioprotection et de la dosimétrie (formations et entraînements des salariés et du management, renforcement de la surveillance de la propreté des installations, améliorations des matériels à disposition des intervenants, optimisation de l'installation d'écrans de plomb, standardisation des méthodes de travail et des matériels entre sites nucléaires, renforcement de la supervision...).

Ainsi, sur la décennie écoulée, la dose collective annuelle moyenne s'établit à 0,69 homme-sievert par réacteur, en baisse de 1 %, et reste stable par rapport à la décennie précédente, alors que le volume moyen d'heures travaillées a augmenté de 23 % entre deux décennies. En 2025, elle est de 0,68 homme-sievert par réacteur. La dose individuelle annuelle moyenne (salariés d'EDF et partenaires industriels) reste inférieure à 1 mSv en 2025 (0,81 mSv). Elle se situe bien en dessous de la limite réglementaire fixée à 20 millisieverts sur 12 mois glissants pour le corps entier.

EDF poursuit de façon volontariste la démarche ALARA (*As Low as Reasonably Achievable*) de maîtrise de la dosimétrie collective en continuant à diminuer les expositions aux rayonnements par des programmes pluriannuels d'assainissement des installations et par des tests de nouvelles technologies visant à réduire le terme source.

Actions sécurité santé liées à la sous-traitance

Des leviers sécurité sont intégrés dans les différentes étapes de contractualisation des prestations et la mieux-disante sécurité est prise en compte dans l'évaluation technico-économique des offres reçues lors des appels d'offres. Le groupe EDF a renforcé, au travers de sa politique Prévention Sécurité Santé, la dimension de partenariat à construire dans les entités entre les donneurs d'ordre et les entreprises extérieures. La politique fixe l'exigence de réaliser des visites de prévention communes sur le terrain afin d'améliorer la collaboration et la prévention par l'écoute et la recherche de solution avec les intervenants. Des représentants d'entreprises prestataires ont été associés à l'écriture de la nouvelle politique. Par ailleurs le Groupe reste engagé et impliqué à la fois pour les certifications MASE des systèmes de management santé sécurité des entreprises intervenantes pour le Groupe et également avec des syndicats professionnels pour bénéficier de leur effet amplificateur au sein de leurs professions.

Amélioration des conditions de travail

Le bien-être des personnes est un enjeu majeur de la raison d'être du Groupe. Différentes actions sont mises en œuvre pour soutenir cet engagement, en particulier la lutte contre les violences intrafamiliales et conjugales (voir la section 3.3.2.7.1.2 « Actions liées à la lutte contre le sexisme et les violences ») ainsi que le soutien à la parentalité et aux proches aidants (voir la section 3.3.2.7.1.3 « Soutien à la parentalité et aux proches aidants »). Les résultats de l'enquête annuelle MyEDF en 2025 témoignent que les salariés sont satisfaits à 88 % des conditions de sécurité et de santé au travail.

3.3.2.6.2 Cibles relatives à la sécurité santé

Afin de disposer de données comparables entre les entités du Groupe et de mesurer l'accidentologie directement liée à la réalisation des activités, le groupe EDF retient, depuis plusieurs années, l'indicateur **LTIR** correspondant au calcul du taux de fréquence selon le standard [1] anglo-saxon. Cet indicateur renseigne le niveau de sécurité global des salariés du Groupe et de ses partenaires pendant l'exercice de leur activité professionnelle.

L'objectif LTIR global s'établit dans une logique d'amélioration continue. Cet objectif se traduit par une trajectoire ambitieuse (1,2 en 2026 et 0,7 en 2028). Les prochaines années feront l'objet d'un engagement renforcé afin d'assurer la montée en puissance du dispositif. Cette trajectoire pourra être réévaluée sur la base de la réalisation annuelle. L'objectif cible est repris par la valeur retenue LTIR global < 0,5 en 2032, déterminée sur la base des meilleures pratiques observées dans le Groupe mais aussi des leaders internationaux du domaine de l'énergie et du secteur Oil & Gas.

Précisions sur les indicateurs

Le *Lost Time Incident Rate* (LTIR) global 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. 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.

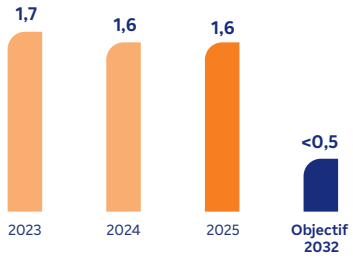
Indicateur global	Cible 2025	2026	2028	2032	Revue	Périmètre	2024	2025
LTIR Salariés + prestataires	< 1,6	< 1,2	< 0,7	< 0,5	Annuelle	Groupe	1,6	1,6

Indicateur clé de performance du Groupe

En 2025, le LTIR global (salariés EDF + prestataires) reste stable.

La valeur du LTIR global s'inscrit dans une baisse régulière depuis plusieurs années illustrant l'amélioration portée par le déploiement des démarches de prévention pour les salariés et les prestataires.

LTIR



3.3.2.6.3 Indicateurs relatifs à la sécurité santé

EDF déplore en 2025 des accidents mortels liés à l'activité professionnelle, conduisant à affirmer comme une priorité absolue la nécessité d'éradiquer ces évènements grâce à un renforcement de l'application des 10 règles vitales du Groupe portant sur les principaux risques métiers (électrique, levage, travail en hauteur, équipement en mouvement...) et un travail sur l'analyse des évènements à haut potentiel de gravité et des accidents LTI pour éviter la reproduction.

Indicateurs Groupe	2025
Taux de salariés couverts par le système de gestion sécurité santé (en %)	59,1 %
Nombre de décès dus à des accidents en lien direct avec l'activité professionnelle – Salariés	0
Nombre de décès dus à des maladies professionnelles – Salariés	0
Nombre de décès dus à des accidents en lien direct avec l'activité professionnelle – Prestataires	3
Nombre d'accidents du travail comptabilisables TRI – Salariés	1 100
Nombre d'accidents du travail comptabilisables TRI – Prestataires	1 024
Taux d'accidents du travail TRIR – Salariés	3,5 %
Taux d'accidents du travail TRIR – Prestataires	4,1 %

(1) Standard 29 CFR 1904 de l'US OSHA.

Précisions sur les indicateurs

Un accident est considéré comme lié à l'activité professionnelle si le salarié, au moment où l'évènement se produit, est sous instruction de l'employeur ou si la survenance est due à des conditions dangereuses (biens, équipements ou tiers) dans l'enceinte de responsabilité de l'employeur (site employeur).

Le taux d'effectif salariés couvert par le système de gestion sécurité santé (en %) donne une information sur la certification sécurité santé (MASE, ISO 45001, etc) qui permet de contribuer à la maîtrise des risques sécurité santé en offrant une meilleure protection des salariés.

Le nombre de décès dus à des accidents et maladies professionnels mesure le nombre d'accidents mortels de salariés en lien direct avec l'activité professionnelle ainsi que les maladies conséquences directes de l'exposition d'un travailleur à un risque physique, chimique, biologique, ou résultant des conditions dans lesquelles il exerce son activité professionnelle.

Le nombre de décès de salariés partenaires dus à des accidents mesure le nombre d'accidents mortels de prestataires en lien direct avec l'activité professionnelle.

La latence entre l'exposition professionnelle, l'apparition de la pathologie et le décès ne permet pas d'identifier les décès dus à des maladies professionnelles des salariés sous-traitants, car survenant la plupart du temps plusieurs années après l'exécution de la prestation.

Total Recordable Incident Rate (TRIR) représente le taux d'accidents de travail en service avec arrêt et sans arrêt comptabilisable liés à l'activité professionnelle des salariés et prestataires. Cet indicateur adopté en 2024 vise à permettre au management la mise en place d'actions correctives et préventives ciblées, en se concentrant sur les accidents véritablement liés à l'activité professionnelle sur lesquels l'employeur peut agir. Cette définition est issue du standard l'OSHA, est communément adoptée par les grands groupes internationaux.

Conformément à la réglementation locale applicable, EDF SA et ENEDIS suivent les accidents du travail en service et en trajet, tels que définis par la caisse primaire d'assurance maladie. En 2025, 1 045 accidents avec ou sans arrêt ont été comptabilisés par EDF SA et 959 par ENEDIS.

3.3.2.7 Égalité, diversité et inclusion pour tous

Dans le cadre de ses engagements Responsabilité d'entreprise, de l'accord RSE monde, de sa charte éthique et de ses accords en faveur de la mixité et du handicap, le groupe EDF s'engage et fixe des objectifs pour l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, mesure les progrès réalisés et déploie les actions appropriées. La politique d'égalité professionnelle et salariale au sein du groupe EDF porte des principes tels que l'égalité de traitement entre les femmes et les hommes tout au long de la vie professionnelle, la condamnation de tout comportement ou pratique engendrant des discriminations à l'encontre des salariés, la contribution d'EDF à l'évolution des mentalités, et la tolérance zéro en matière d'agissements sexistes et sexuels au travail.

3.3.2.7.1 Actions liées à la diversité, mixité

3.3.2.7.1.1 Actions liées à la mixité

Renforcement de l'Ambition Mixité du groupe EDF

En matière d'égalité professionnelle, le Comité exécutif a souhaité, en 2021, renforcer les ambitions mixité de l'entreprise formulées en 2019 à l'échelle du Groupe.

Cette ambition mixité Groupe se concrétise selon trois axes de travail :

- 1er axe : briser le plafond de verre, sur toutes les strates hiérarchiques et accélérer la féminisation des dirigeants

Un objectif de féminisation à la maille Groupe a été fixé en 2021, commun sur l'ensemble des strates hiérarchiques : 33 % en 2026 et entre 36 % et 40 % en 2030, avec un objectif renforcé de 40 % de femmes parmi les dirigeants du Groupe à fin 2030.

- 2e axe : faire naître des vocations pour les professions techniques et métiers du digital

Le groupe EDF souhaite développer la mixité dans les sciences, le numérique et l'innovation, notamment en poursuivant la sensibilisation des jeunes filles aux métiers scientifiques, techniques et du numérique pour les encourager à embrasser des carrières dans les métiers du digital et en intégrant mieux la mixité dans les dispositifs d'innovation du Groupe (Écosystème Pulse, Parlons Énergies, Dispositif Y). Chaque entité concernée développe un programme d'inclusion de jeunes femmes dans les STEM (*Science, Technology Engineering, Mathematics)*.

- 3e axe : garantir une communication non sexiste, faisant la promotion de représentations femmes/hommes équilibrées

Le groupe EDF veut développer la mixité dans la représentation interne et externe du Groupe, notamment en encourageant la participation des femmes dans les interventions publiques du Groupe.

Pilotage et contrôles de l'égalité salariale femme/homme à EDF : l'index de l'égalité F/H

Index de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes (1)

	Publié en 2023 au titre de 2022	Publié en 2024 au titre de 2023	Publié en 2025 au titre de 2024
Index de l'égalité professionnelle femmes/hommes (EDF) (1)	90/100	95/100	95/100

(1) Publication de l'index avant le 1er mars N+ 1 au titre de l'année N, définition encadrée par le ministère du Travail, du Plein emploi et de l'Insertion en France.

EDF publie en 2025, une performance de 95 points sur 100 sur l'index de l'égalité professionnelle femmes/hommes. Avec ce score en progression, EDF confirme sa bonne dynamique en matière de mixité et d'égalité femmes/hommes. Depuis cinq ans, l'entreprise n'a jamais publié un index inférieur à 90 points.

Par ailleurs, le Groupe poursuit ses actions de sensibilisation des managers et de la filière Ressources Humaines sur la déconstruction des stéréotypes de genre.

Une attention est portée à la diversification du *sourcing* pour favoriser des recrutements de salariés divers et enrichir les collectifs de travail. Pour ce faire, des formations « recruter sans discriminer » sont mises à disposition de tous les salariés en charge du recrutement (voir la section 3.3.2.4.1.4 « Recruter les talents nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique », concernant la féminisation des recrutements externes).

De même, des accompagnements sont mis en place dans les Comités de Direction afin de les sensibiliser aux biais cognitifs, aux stéréotypes de genre et au management inclusif. L'intégration des sujets de mixité aux projets managériaux d'entités est engagée.

Mixité du Conseil d'administration

Le taux de mixité au Conseil d'administration est conforme au seuil légal. Les Comités en charge des nominations, des rémunérations et de la gouvernance et le Comité de responsabilité d'entreprise sont présidés par des femmes (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

3.3.2.7.1.2 Actions liées à la lutte contre le sexisme et les violences

Lutter contre le sexisme et les violences

Le groupe EDF est convaincu que la performance de l'entreprise passe par le respect de la dignité des personnes à tous les niveaux et s'engage à combattre toutes les formes de violence au travail, et de harcèlement et à lutter contre le sexisme au travail. Le Groupe porte une tolérance zéro à l'égard du harcèlement. Chaque salarié, quel que soit son niveau de responsabilité, doit pouvoir se sentir considéré, respecté et protégé.

Au sein d'EDF, un numéro vert d'écoute et de conseil ouvert à toutes les questions de mal-être au travail dont les situations possibles de harcèlement ou discriminations est disponible 7 jours sur 7 pour l'ensemble des salariés du Groupe.

EDF a mis en œuvre une action favorisant le dialogue salarié sur la mixité et l'évolution des mentalités : « Parlons Mixité », dont les objectifs sont de :

- dialoguer en direct avec les salariés sur la mixité et l'égalité femmes/hommes ;
- recueillir les perceptions des salariés sur la réalité et l'efficacité des actions menées dans leur quotidien de travail ;
- faire émerger des signaux faibles et des priorités d'actions à l'aide de l'intelligence collective.

EDF a créé un nouvel outil de sensibilisation : le « STOP aux violences sexistes et sexuelles », librement inspiré du « violentomètre [1] » du Centre Hubertine Auclert, mais adapté aux violences au travail.

STOP AUX VIOLENCES SEXISTES ET SEXUELLES AU TRAVAIL

Cet outil s'adresse à tous les salariés. En 2025, plus de 7 femmes du Groupe sur 10 déclarent avoir déjà vécu une situation sexiste ou discriminatoire au travail du fait de leur genre.



Lutte contre les violences conjugales et intrafamiliales : un dispositif de soutien, sensibilisation et prise en charge des victimes

Le sujet des violences conjugales est intégré depuis 2017 dans les accords Égalité Professionnelle d'EDF SA et figure dans ceux de RTE (2020), d'Enedis (2021), et d'EDF power solutions (2023). Il a pris une dimension branche avec l'accord Égalité Professionnelle de la Branche professionnelle des Industries électriques et gazières (2024).

Au sein d'EDF, la mise en œuvre opérationnelle de ces dispositifs a été réalisée en partenariat avec les équipes médico-sociales de l'entreprise et l'association « FIT, une femme un toit » notamment. En 2025, le groupe EDF a pris en charge, accompagné, soutenu et orienté 182 nouvelles situations (164 en 2024) de salariés victimes de violences conjugales et intrafamiliales, soit près de 1 000 salariés (903 femmes et 96 hommes) accompagnés entre 2019 et décembre 2025.

Des actions et dispositifs déployés largement à EDF

Pour porter et déployer ses actions et dispositifs, EDF s'appuie sur un réseau de correspondants Ressources Humaines dans l'entreprise, qui permet de déployer plus efficacement les enjeux d'égalité professionnelle F/H, en les adaptant à des environnements professionnels très distincts selon les métiers et territoires, tout en proposant des actions de sensibilisation et de formation déclinées pour les parties prenantes (salariés, managers, RH, Instances représentatives du personnel, etc.).

EDF a participé en 2025 au Baromètre Sexisme, en partenariat avec les autres organisations membres de StOpE et avec l'institut de sondage IPSOS, pour évaluer les perceptions des violences sexistes et sexuelles au travail.

EDF assure la professionnalisation des référents CSE agissements sexistes et sexuels au travail et utilise des outils innovants comme la réalité virtuelle et des *micro-learnings* pour sensibiliser largement ses salariés.

(1) www.centre-hubertine-auclert.fr/egalitheque/publication/le-violentometre

3.3.2.7.1.3 Soutien à la parentalité et aux proches aidants

Pour les sociétés du Groupe relevant des Industries électriques et gazières, le groupe EDF renforce ses dispositifs de soutien à la parentalité et aux aidants familiaux dans la suite de l'accord de branche « Droits familiaux » du 15 décembre 2017 comme suit :

- nouveaux droits pour les aidants familiaux (accès à une plateforme de conseils et services, complément de rémunération sur les trois congés proches aidants pour aider un proche handicapé ou en perte d'autonomie) ;
- création d'un congé parent ouvert aux femmes et aux hommes intégrant les différents formats des familles contemporaines, dont les familles monoparentales et parents d'enfants en situation de handicap ;
- allongement possible du congé de paternité et d'accueil de l'enfant pour les parents qui le souhaitent en convertissant une partie de la prime de naissance en jours (avec un minimum de base de 5 semaines de congé paternité et de 16 semaines de congé maternité) ;
- aide financière aux frais d'études des enfants ;
- dispositif de CESU préfinancé à hauteur de 80 % par l'entreprise pour les parents d'enfants de moins de 12 ans et renforcé pour les parents isolés ou les parents d'enfants en situation de handicap.

En soutien aux femmes allaitantes, ces dernières disposent d'une autorisation d'absence rémunérée à hauteur d'une heure par jour (non proratisée en fonction du temps de travail), pendant une année à compter du jour de la naissance de l'enfant.

3.3.2.7.1.4 Ancrage handicap, un engagement de longue date

EDF figure parmi les grands groupes français impliqués dans l'intégration professionnelle et sociale des personnes en situation de handicap, et s'engage bien au-delà des cadres légaux. Son action s'inscrit dans le cadre du 12e accord EDF pour l'égalité des droits et des chances et l'inclusion professionnelle des personnes en situation de handicap signé en 2023.

Au niveau sportif, cet engagement se traduit depuis 1992 par le partenariat avec la Fédération française handisport.

Le groupe EDF a pour ambition d'ouvrir ses portes à toutes les compétences et à toutes les énergies, sans exclusion. Le nombre de salariés BOETH a progressé en 2025 de 11 % et atteint 8 961 salariés.

Indicateur Groupe	2023	2024	2025
Nombre d'employés en situation de handicap	7 054	8 096	8 961
% d'employés en situation de handicap	3,9 %	4,2 %	4,5 %

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur Taux de salariés en situation de handicap est le ratio des indicateurs Nombre de salariés en situation de handicap et Effectif fin de période (au 31 décembre de l'année).

EDF porte une attention particulière à l'intégration et à la qualité de vie de ses salariés en situation de handicap et travaille à améliorer les possibilités de parcours professionnel pour ces salariés avec l'ambition de permettre une réelle égalité des chances et de prévenir toute forme de discrimination.

3.3.2.7.2 Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité

3.3.2.7.2.1 Obligations issues de la loi Rixain : taux de femmes parmi les cadres dirigeants

L'ambition Groupe sur la mixité des dirigeants a été revue dans la même dynamique que la loi n° 2021-1774 du 24 décembre 2021, dite loi « Rixain », pour toutes les entreprises de plus de 1 000 salariés. Il a été décidé d'élargir au périmètre Groupe la cible de 40 % de femmes parmi les cadres dirigeants à fin 2030.

Enjeu de durabilité	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024	2025
Mixité	40 % de femmes parmi les cadres dirigeants du Groupe à fin 2030	Validation Comité exécutif	Annuelle	Groupe	26,7 %	28,0 %

Au 31 décembre 2025, le groupe EDF compte 317 femmes cadres dirigeantes, soit 28,0 % de femmes parmi les cadres dirigeants du Groupe (contre 26,7 % à fin 2024), témoignant d'une progression de la mixité des cadres dirigeants chez EDF SA, mais également portée par les filiales du Groupe en France et à l'étranger.

La diversité, et notamment la mixité, des populations dirigeantes et futures dirigeantes sont des leviers essentiels de la transformation du Groupe. La cible de 40 % de femmes parmi les cadres dirigeants du Groupe, y compris dans ses filiales à l'étranger, 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 cet objectif. Les nombreuses actions en faveur de la mixité (voir la section 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité ») permettent cependant d'augmenter progressivement le pourcentage de femmes dans l'entreprise.

En conséquence, le groupe EDF a, en parallèle, redynamisé depuis 2023 son plan d'action en faveur de la mixité des cadres dirigeants, afin de répondre à cet enjeu spécifique.

L'objectif est d'accélérer l'augmentation de la part des femmes parmi les cadres dirigeants en travaillant sur les différentes étapes de la gestion de carrière qui peuvent mener à ce parcours, d'agir sur les leviers directs (promotions internes et recrutements externes de femmes cadres dirigeantes) et de mobiliser les cadres dirigeants sur cet objectif (critère de performance dans les bonus et interventions en comités de direction). Les actions suivantes ont notamment été réalisées ou renforcées en 2024 :

- la responsabilisation plus forte des cadres dirigeants dans cette dynamique avec l'intégration en 2024 d'un nouveau critère de performance mixité dans les bonus des dirigeants du Groupe, en complément au critère existant dans le plan de rémunération long terme ;
- le renforcement de l'exigence de mixité dans les candidatures internes aux postes de cadres dirigeants dans les instances de nomination ;
- la mise en place d'un Comité carrière annuel (*People Review*) dédié aux femmes, notamment des potentielles futures femmes cadres dirigeantes ;
- le renforcement et l'élargissement des accompagnements spécifiques aux futures femmes cadres dirigeantes déjà existants (mentoring, coaching, codéveloppement, révélation du *leadership*) ;

- la mise en place d'accompagnements et de mobilisation des comités de direction, par la prise de conscience des biais cognitifs et de la nécessité de mettre en place un management inclusif, permettant l'intégration des sujets de mixité aux projets managériaux d'entités ;
- le *sourcing* de femmes cadres dirigeantes ou futures cadres dirigeantes à l'extérieur de l'entreprise pour accroître encore la représentation des femmes dans le vivier.

3.3.2.7.2.2 Autres indicateurs liés à la diversité, mixité

3.3.2.7.2.2.1 Effectifs par genre et par pays

Détail des effectifs salariés par genre et par pays dans lesquels le Groupe compte 50 salariés ou plus représentant au moins 10 % de son nombre total de salariés.

En nombre de salariés par genre et par pays	Hommes	Femmes	Autre	Non déterminé
France	114 205	41 217	0	1
Royaume-Uni	13 780	6 024	0	93

Précisions sur les indicateurs

L'indicateur de répartition par genre et par pays comptabilise les effectifs physiques fin de période (au 31 décembre de l'année).

3.3.2.7.2.2.2 Effectifs par âge

Détail des effectifs salariés par tranche d'âge

Salariés Groupe, par tranche d'âge en nombre et %	2025
Salariés de moins de 30 ans	33 405 (17 %)
Salariés de 30 à 50 ans	108 650 (55 %)
Salariés de 50 ans et plus	55 307 (28 %)

Précisions sur les indicateurs

Les indicateurs de répartition par âge de l'effectif du Groupe sont comptabilisés en fin de période (au 31 décembre de l'année).

La répartition des effectifs apparaît équilibrée et cohérente avec les besoins de compétences à moyen terme, résultat de la stratégie de l'emploi du groupe EDF. La proportion des salariés de moins de 30 ans (17 %) résulte de la volonté du Groupe d'intégrer des jeunes diplômés issus de l'alternance ou de stages de fin d'études.

3.3.2.7.2.2.3 Rémunération

Écart de rémunération	2024	2025
% d'écart de rémunération entre les femmes et les hommes	1,8 %	1,7 %

Précisions sur les indicateurs

L'écart de rémunération entre les femmes et les hommes désigne la différence de niveau moyen de rémunération entre les salariés hommes et femmes, exprimée en pourcentage du niveau de rémunération moyen des travailleurs hommes.

Le calcul de cet indicateur repose sur un périmètre représentatif des effectifs du groupe EDF, incluant les salariés présents en continu en France (EDF SA, Enedis, Framatome, Dalkia) et au Royaume-Uni (EDF Energy), soit environ 80 % des effectifs mondiaux.

Les rémunérations prises en compte incluent le salaire de base ainsi que l'ensemble des avantages en espèces et en nature.

3.3.3 ESRS S2 – Travailleurs de la chaîne de valeur

Les engagements du Groupe en matière de droits humains (voir la section 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains ») s'appliquent à l'ensemble des travailleurs des activités et des relations d'affaires du Groupe lorsque leurs activités sont rattachées à cette relation. En conséquence, les entités du Groupe veillent au respect de ces engagements dans leurs relations d'affaires avec leurs fournisseurs et sous-traitants au sein de leurs activités ou dans les projets développés par le Groupe.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

	IRO		Chaîne de valeur
●	Impact négatif	■□□	Amont
●	Impact positif	□■□	Opérations propres
●	Risque	□□■	Aval
●	Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risque section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Droits humains (voir la section 3.3.3)	● *(1A, 1B, 1E, 2B)* ■□□ Atteintes aux droits des travailleurs	Les chaînes de valeurs amont et les activités de construction et d'exploitation peuvent engendrer des conditions de travail détériorées et porter atteinte aux droits des travailleurs de la chaîne de valeur. Ces impacts sont ciblés autour de certaines activités : construction, chaîne amont gaz naturel, biomasse, panneaux solaires et batteries.	Court et moyen termes

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risque section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Droits humains (voir la section 3.3.3)	*(3D)* Discrimination	Le cadre professionnel peut être à l'origine d'évènements de discrimination portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés (ex. incidents, harcèlement, inégalités de salaires).	Moyen et long termes
Sécurité et santé de tous (voir la section 3.3.2.6)	*(1D, 2C, 1F, 1I)* Sécurité et santé de tous (transverse aux normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur, peuvent affecter la sécurité et la santé des sous-traitants (ex. produits chimiques, rayonnements ionisants, troubles musculosquelettiques et troubles anxio-dépressifs).	Court, moyen et long termes

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Droits humains (voir la section 3.3.3)	*(1A, 1B, 1E, 2B)* Risques liés aux droits humains	Les risques de violations des droits humains en amont des activités du Groupe peuvent mener à des conséquences financières, juridiques et réputationnelles.
Sécurité et santé de tous (voir la section 3.3.2.6)	*(1D)* Accidents/incidents de sécurité et santé	Les accidents/incidents du travail des sous-traitants contribuant à la construction, l'exploitation et la maintenance des infrastructures peuvent perturber le bon fonctionnement de la production et entraîner une hausse des coûts opérationnels et dépenses extraordinaires.

La production, le transport et la distribution d'énergie peuvent avoir des conséquences diverses pour les travailleurs de la chaîne de valeur du Groupe. Les enjeux peuvent se matérialiser par des violations des droits humains ou des conditions dangereuses de travail, et peuvent entraîner des conséquences néfastes pour les travailleurs et leur santé, ainsi que des risques financiers, légaux et de réputation pour le Groupe. L'aggravation des conditions climatiques telles que la chaleur et la sécheresse peuvent également aggraver les conditions de travail. En outre, les opérations d'extraction d'uranium en amont des activités du Groupe peuvent poser des risques pour la santé en raison de l'exposition aux radiations et à l'utilisation de produits chimiques. L'égalité de rémunération et une protection sociale adéquate sont également des enjeux importants pour les travailleurs. Enfin, la présence en zones de conflit et de régimes non démocratiques peut exposer les travailleurs et les sous-traitants à des risques pour leur sécurité, leur santé et leurs droits fondamentaux.

Le référentiel publié en 2021 par le groupe EDF rassemble les exigences fondamentales du Groupe vis-à-vis de ses relations d'affaires, en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de garantie de la sécurité et la santé des personnes et d'éthique des affaires (voir la section 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains »).

Les travailleurs de la chaîne de valeur incluent les salariés des fournisseurs et prestataires, de la chaîne de valeur amont et aval du Groupe [1].

Le Groupe veille également au respect des droits des populations vulnérables [2]. Les travailleurs migrants, les travailleurs peu qualifiés, les travailleurs temporaires, les travailleurs informels, non représentés par des syndicats, sont plus exposés à des mauvaises conditions de travail.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

Le Groupe considère les intérêts, points de vue et droits de ses travailleurs de la chaîne de valeur, y compris le respect des droits humains dans la détermination de sa stratégie et de son modèle économique, notamment via son processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur (voir la section 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur »).

Dans le cadre de l'identification des impacts, risques et opportunités matériels en lien avec les travailleurs de la chaîne de valeur, le Groupe a inclus l'ensemble des travailleurs de la chaîne de valeur sur lesquels le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels. Les impacts peuvent ainsi affecter les travailleurs de la chaîne de valeur dans les cas de figure suivants :

- la majorité des impacts négatifs identifiés sur les travailleurs de la chaîne de valeur peuvent se matérialiser pour les travailleurs de la chaîne de valeur situés en amont des activités du Groupe. Ces impacts peuvent particulièrement affecter certains profils de travailleurs tels que les travailleurs syndiqués, les femmes, ou les travailleurs dans certaines zones géographies particulièrement exposés à certains risques ;
- les travailleurs présents sur les sites du groupe EDF dans le cadre des activités de construction, d'exploitation, de maintenance et de déconstruction des infrastructures de production d'électricité, qui ne font pas partie du personnel du Groupe, peuvent être concernés par des impacts négatifs notamment liés à leur sécurité et santé. Des impacts pour cette catégorie de travailleurs de la chaîne de valeur sont particulièrement saillants dans certaines zones géographies ou pour les travailleurs migrants ;
- un impact a été identifié, pouvant affecter la sécurité et santé des travailleurs de la chaîne de valeur situés en aval des activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe, du fait de la gestion des déchets issus de la filière.

Des impacts matériels potentiels de travail des enfants ou de travail forcé ont été identifiés dans la chaîne de valeur, notamment dans :

- les chaînes de fournisseurs de matériels ou de prestations, notamment dans les zones géographiques hors Europe, Amérique du Nord et Australie ;
- la chaîne de fournisseurs des filières renouvelables du groupe EDF, en particulier les chaînes de fabrication des panneaux solaires et des batteries, dans certaines zones de fabrication et d'extraction des minerais, notamment en Asie ;
- la construction des infrastructures de production d'électricité du Groupe en particulier dans les pays du Golfe et en Asie du Sud.

(1) Concernant les stagiaires, voir la section 3.3.2 « ESRS S1 – Effectif de l'entreprise ».
(2) La vulnérabilité s'apprécie *in concreto* et dépend des circonstances particulières de l'activité. Les populations vulnérables peuvent être dans une situation de vulnérabilité en raison de leur genre de leur âge, de leur handicap, de leurs responsabilités familiales, de leur statut social ou culturel, de leur appartenance à une minorité, de leur orientation sexuelle ou identité de genre.

Parmi les impacts négatifs identifiés, certains sont des impacts liés à des incidents ponctuels propres aux activités du Groupe ou à une relation d'affaires en particulier, par exemple les impacts sur la sécurité et la santé des travailleurs de la chaîne de valeur liés à des aléas ou accidents d'exploitation liés aux installations du Groupe. D'autres impacts négatifs sont des impacts étendus ou systémiques dans les contextes où EDF opère ou s'approvisionne ou dans ses relations d'affaires, par exemple les impacts potentiels de travail forcé dans la fabrication ou extraction de minerais pour la chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries, notamment en Asie, ou encore la présence de sous-traitants en zone de conflits ou dans des régimes non démocratiques.

Le Groupe a identifié la manière dont les travailleurs de la chaîne de valeur présentant des caractéristiques particulières (ceux qui travaillent dans des contextes particuliers ou exercent des activités particulières) peuvent être exposés davantage à un risque de préjudice, par exemple les travailleurs migrants, ou les travailleurs résidant dans des zones de conflit ou de régimes non démocratiques. L'identification de ces communautés a été réalisée via la revue documentaire et via l'avis d'experts internes et externes.

À l'issue de son analyse de double matérialité, le Groupe n'a pas identifié d'impacts positifs matériels pour les travailleurs de la chaîne de valeur. Le Groupe considère néanmoins que les exigences contractuelles, ainsi que les audits menés dans la chaîne de valeur en faveur du respect des droits humains des travailleurs permettent une promotion et une meilleure visibilité de ces derniers, notamment dans les pays ayant une législation moins-disante, avec pour conséquence un meilleur respect des droits des travailleurs dans la chaîne de valeur du Groupe.

3.3.3.1 Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur

3.3.3.1.1 Engagements en matière de droits humains

Les engagements du groupe EDF en matière de droits humains (voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ») sont mis à disposition des travailleurs de la chaîne de valeur via le site internet d'EDF [1].

Concernant les engagements pris par EDF en matière de sécurité et santé des travailleurs de la chaîne de valeur, voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur ».

Ces deux politiques couvrent les impacts, risques et opportunités (IRO) présentés ci-dessus (voir la section 3.3.3 « ESRS S2 – Travailleurs de la chaîne de valeur »).

Les mesures visant à remédier et/ou à permettre de remédier aux impacts négatifs sur les droits humains, ou à faciliter leur réparation, sont détaillées dans les processus et actions ci-dessous spécifiquement conçus pour prévenir ou corriger ces impacts dans la chaîne de valeur du Groupe.

3.3.3.1.2 Politique Fournisseurs et Achats

Le Groupe a déployé en 2025 sa nouvelle politique Fournisseurs et Achats. Elle dynamise la démarche achats responsables au travers de ses quatre piliers :

- les achats, un levier essentiel de la performance du Groupe : des achats responsables, durables et solidaires ;
- le pilotage de la performance des fournisseurs est déterminant pour la réussite du Groupe ;
- la performance du processus achats : de l'émergence du besoin jusqu'à la fin de la relation avec le fournisseur ;
- les données achats, clés de la réussite.

Chaque entité du Groupe décline les grands principes de cette politique au travers de plan d'action et d'indicateurs. La filière Achats Groupe, qui regroupe les grands opérateurs des fonctions Achats (EDF SA, Enedis, Framatome, EDF Energy, Dalkia, EDF power solutions, Luminus, Edison et Arabelle Solutions) pilote la mise en œuvre de la politique Fournisseurs et Achats au travers d'un comité de Direction des Achats Groupe travaillant sur la performance sur la base d'une feuille de route partagée et priorisée. La filière Achats Groupe agit dans le respect du principe de subsidiarité en termes de gouvernance des filiales et d'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau.

La politique Fournisseurs et Achats groupe EDF met l'accent sur l'engagement de maintenir un partenariat performant et durable avec ses fournisseurs. Elle décline la raison d'être du Groupe et les engagements RSE sous l'angle des achats responsables, incluant en particulier les engagements du Groupe relatifs aux droits humains, à la réduction des impacts environnementaux, aux achats solidaires, à l'ancrage territorial et à la sensibilisation des fournisseurs.

La démarche d'achats responsables demeure un pilier de cette politique avec l'inclusion de clauses en matière de sécurité et santé, environnementale, sociale et de droits humains dans les marchés.

Label « Relations fournisseurs et achats responsables »

L'objectif de la charte Relations fournisseurs et achats responsables (RFAR) est de faire évoluer les relations entre clients et fournisseurs, afin de construire, dans un cadre de confiance réciproque, une relation durable et équilibrée entre ces derniers. La charte se fonde sur des engagements en matières environnementales et sociales, dont les droits humains.

Cette charte est accompagnée d'un processus de labellisation selon le référentiel de label RFAR (Relations fournisseurs et achats responsables). Ce label français, adossé à la norme ISO 20400, distingue les entreprises entretenant des relations durables et équilibrées avec leurs fournisseurs et valide en particulier : l'alignement des pratiques sur la stratégie RSE de l'entreprise, la diligence de l'organisation à contrôler la mise en œuvre effective des engagements RSE (incluant les droits humains) affichés et la qualité des outils de mesure et de pilotage de la démarche d'achats responsables. EDF SA est labellisée RFAR depuis 2015, et l'engagement a été renouvelé pour trois ans en 2025. D'autres entités du Groupe sont également labellisées, Enedis a été renouvelée en 2023 et Framatome est signataire de la charte RFAR.

Charte RSE entre EDF et ses fournisseurs

Les engagements réciproques entre EDF et ses fournisseurs en matière de responsabilité sociale sont inscrits dans la charte de responsabilité sociale et environnementale, pièce contractuelle du marché. Mise à jour en 2023, elle se réfère à la raison d'être du Groupe et aux engagements pris par le Groupe en matière de RSE, et renforce la prise en compte du devoir de vigilance.

Par cette charte, le fournisseur s'engage à respecter les conventions de l'Organisation internationale du Travail (OIT), les principes du Pacte mondial des Nations Unies, les Principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme des Nations Unies (UNGP) et les Principes directeurs à l'intention des entreprises multinationales de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE). Il doit tout mettre en œuvre pour en assurer l'application directement et par l'intermédiaire de ses sous-traitants, en particulier dans les domaines du respect de la loi, de la sécurité et la santé des salariés, du comportement éthique avec les clients et du respect de l'environnement.

Cette charte, disponible sur le site internet d'EDF [2], a été déployée en 2023 auprès des fournisseurs d'EDF et Dalkia. Une charte équivalente est déployée chez Framatome et chez Enedis.

Dans les autres sociétés du Groupe

Quand elles ne déclinent pas directement les dispositifs décrits précédemment, les grandes directions ou grandes filiales ont des engagements équivalents adaptés à leurs spécificités industrielles ou géographiques.

Ainsi, au Royaume-Uni, par le biais du manuel des exigences du fournisseur en matière de RSE et d'éthique d'EDF Energy, EDF exige de ses partenaires de la chaîne d'approvisionnement qu'ils respectent les mêmes normes élevées en matière de durabilité, de responsabilité et de conduite éthique que celles qu'il exige de ses propres employés et de ses activités commerciales. EDF Energy exige de tous ses fournisseurs qu'ils respectent les droits fondamentaux en matière d'emploi, tels que définis dans la

(1) www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/fournisseurs
(2) www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_charte-fournisseurs_2023_fr.pdf

Déclaration universelle des droits de l'homme (DUDH), les conventions de l'Organisation internationale du travail (OIT) et le Pacte mondial des Nations Unies (PMNU).

Les fournisseurs doivent également mettre en œuvre des mesures robustes pour éliminer toute forme de travail des enfants ou d'esclavage, publier une déclaration annuelle sur l'esclavage moderne, le cas échéant, et se conformer à la législation sur le salaire minimum dans les pays où ils opèrent. Au Royaume-Uni, EDF Energy dispose d'une déclaration sur l'esclavage moderne couvrant l'ensemble de ses employés et de ses achats. Cette déclaration, conforme au *Modern Slavery Act*, est publiée sur son site Internet. EDF Energy a également contribué au registre des déclarations de cette législation.

3.3.3.2 Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur

L'Accord Responsabilité sociale et environnementale Monde

L'ensemble des salariés et sous-traitants du Groupe sont couverts par les dispositions de cet accord collectif et les filiales du Groupe portent cet accord dans une logique de progrès (voir la section 3.3.2.1.1, « La responsabilité sociale de l'entreprise », paragraphe « L'accord-cadre mondial Responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF »). Pour plus de détails sur le dialogue social, voir la section 3.3.2.2.1 « Dialogue social ».

L'accord sous-traitance responsable

La politique de sous-traitance d'EDF est articulée autour de trois axes majeurs :

- donner de la visibilité aux prestataires et disposer de fournisseurs partenaires dans la durée ;
- faire progresser le Groupe dans ses pratiques de sous-traitance en définissant des critères d'aide à la décision en termes stratégiques, économiques et sociaux ;
- développer des pratiques de sous-traitance socialement responsable, à l'appui du nouvel Accord responsabilité sociale et environnementale (RSE) Monde du Groupe signé le 27 janvier 2025, ainsi que de l'accord sur la « Sous-Traitance socialement responsable » signé le 19 octobre 2006.

Le Groupe peut être amené à recourir à des sous-traitants employant des personnes avec un contrat de travail d'un autre pays que celui d'intervention. Dans ce cas, une vigilance particulière est exercée sur les droits humains, les conditions de travail, les conditions de logement et la sécurité santé de ces salariés. Le groupe EDF met en place un plan de vigilance comprenant une cartographie des risques identifiés chez ses fournisseurs et sous-traitants, leur évaluation et les mesures prises pour les prévenir. Une gouvernance RSE est organisée à tous les niveaux du Groupe : Conseil d'administration, Comité exécutif et de manière consultative un Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF. Le suivi des engagements de l'Accord RSE Monde est réalisé par le comité mondial de dialogue RSE (CMDRSE).

Échanges avec des parties prenantes externes spécialistes des droits humains

De manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec différents acteurs de la société civile spécialistes des droits humains (associations, personnalités), en lien avec les travailleurs de la chaîne de valeur, qui souhaitent entretenir un dialogue, afin de nourrir et faire progresser ses pratiques.

Par ailleurs, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH), EDF a participé à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer la prise en compte des droits humains dans les activités du Groupe.

Depuis 2022, des personnalités spécialistes des droits humains et des transitions justes à l'Organisation internationale du travail (OIT) sont membres du Conseil de Parties Prenantes du Groupe afin de mieux intégrer ces expertises au sein de cette instance, coprésidée par le Président-Directeur Général d'EDF et par Cécile Renouard (voir la section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes », paragraphe « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »).

3.3.3.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations

Médiateur d'entreprise

Depuis 2010, le groupe EDF dispose d'un médiateur d'entreprise qui peut être saisi directement et gratuitement par les fournisseurs. La saisine du médiateur peut être réalisée soit via son site Internet [1], soit par voie postale [2], recours indiqué dans les Conditions Générales d'Achat et sur le portail fournisseur du site internet www.edf.fr.

Dispositif d'alerte du Groupe

Les fournisseurs et leurs salariés peuvent recourir au dispositif d'alerte du Groupe, mis en place conformément aux lois Sapin 2 et Devoir de vigilance (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Connaissance des procédures de réparation et canaux existants par les travailleurs de la chaîne de valeur

La connaissance des canaux de remontée ou d'alerte, par les travailleurs de la chaîne de valeur, peut être vérifiée à l'occasion notamment des audits *in situ* chez les fournisseurs (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs »), réalisés par des prestataires externes et indépendants.

Procédures de réparation

Tout manquement grave environnemental ou social constaté sur les engagements et exigences du groupe EDF fera l'objet d'une analyse commune approfondie entre le groupe EDF et le fournisseur afin de définir les actions à mener dans l'objectif de résorber rapidement ces écarts. Dans le cas d'un recours au dispositif d'alerte du Groupe, les faits signalés sont investigués par des personnes désignées en fonction de la nature du manquement. Un dialogue avec le fournisseur est alors initié, un audit externe peut également être diligenté par EDF. Les recommandations et actions faites par EDF sont alors partagées avec le fournisseur.

De même, conformément à ce que prévoient les Conditions Générales d'Achat des marchés d'EDF, en cas de résultat insuffisant ou non satisfaisant à un audit *in situ* (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs »), il est demandé au fournisseur de mettre en œuvre les actions nécessaires pour résorber les écarts constatés dans le rapport. Des audits de suivi sont réalisés pour vérifier la mise en œuvre des actions et permettre aux fournisseurs de progresser sur un délai déterminé entre les auditeurs, le groupe EDF et le fournisseur.

Cependant, en cas de refus du fournisseur de mettre en place une démarche de progrès permettant de lever ces écarts ou encore si les résultats des audits de suivi s'avèrent toujours insuffisants, et à la lumière de l'ensemble des éléments de suivi contractuels (fiches d'évaluation insuffisantes, plans d'action non efficients, courrier de mise en demeure sans réponse...), la suspension ou rupture du marché est prévue dans les clauses contractuelles et le groupe EDF se réserve la possibilité de résilier le contrat avec le fournisseur.

(1) mediateur.edf.fr.
(2) mediateur.edf.fr ou par voie postale (Médiateur du groupe EDF – TSA 50026 – 75804 Paris cedex 08).

3.3.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur

3.3.3.4.1 Sécurité santé des sous-traitants, éthique et conformité

Intégration de la sécurité santé dans les achats

Un niveau élevé d'exigences en matière de sécurité et santé, est requis dans la sélection des entreprises. Cette exigence est renforcée à chaque étape de l'acte d'achat, l'ambition étant que 100 % des achats disposent de leviers techniques ou contractuels liés à la sécurité des intervenants. Les fournisseurs à risques sont également questionnés sur le respect des exigences du Groupe pour leurs salariés et sous-traitants dans le processus d'évaluation décrit à la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs ». Chaque entité du Groupe met en place les actions appropriées comme l'intégration d'exigences dans les cahiers de charges, les critères d'aptitude et/ou de recevabilité et les critères dans la notation technique, ainsi que le suivi des fournisseurs. Ce point a été renforcé en 2024, dans la nouvelle politique Prévention Sécurité Santé qui met en exergue la dimension de partenariat grâce aux échanges entre les acteurs lors de visites de prévention communes sur site.

Intégration de l'éthique et conformité dans les achats

Le dispositif éthique et conformité du Groupe comprend une évaluation de l'intégrité des fournisseurs considérés à risque en la matière pour permettre des mesures d'atténuations adaptées. Cette évaluation regarde la structure de la société, ses actionnaires, bénéficiaires effectifs, l'historique d'éventuelles condamnations, les affaires en cours, la presse négative la concernant, ses dispositions en matière de sanctions internationales, les personnes politiquement exposées au sein de la société et tout autre élément permettant d'évaluer son intégrité notamment en termes de RSE et devoir de vigilance. Les évaluations d'intégrité sont directement intégrées aux risques achats pour mettre en place les parades et la surveillance adéquates.

3.3.3.4.2 Démarche achats responsables

La démarche d'achats responsables du groupe EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement.

La déclinaison de la démarche achats responsables dans l'ensemble des entités du Groupe est animée par la filière achat, pilotée par la Direction des Achats Groupe, qui regroupe les grands opérateurs des fonctions achats (EDF SA, Enedis, Framatome, EDF Energy, Dalkia, EDF power solutions, Luminus, Edison, Arabelle Solutions). La Direction des Achats Groupe est en charge de la mise en œuvre de la politique Fournisseurs et Achats. La démarche d'Achats Responsables du Groupe est une démarche d'amélioration continue dans la relation entre le Groupe et ses fournisseurs, qui repose sur quatre piliers :

- l'identification des risques et opportunités des catégories d'achats portant sur les thématiques de la politique RSE du Groupe ;
- l'intégration de leviers RSE dans toutes les étapes de l'acte d'achat (prescriptions, critères de sélection, critères de comparaison, clauses contractuelles ou partenariats productivité) ;
- l'accompagnement des fournisseurs au cours de la relation contractuelle (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs ») ;
- le suivi et la mesure de la performance RSE des achats.

Les principaux leviers d'actions à l'échelle du Groupe, déclinés par la filière achat en matière d'achats responsables, et en cours de déploiement dans les filiales, sont les suivants :

- une cartographie des risques et opportunités par fournisseur ou par catégorie d'achats : celle-ci intègre les risques et opportunités bruts (tenant compte de la nature des biens et services achetés, ainsi que de leur origine géographique) et nets (tenant compte des parades et actions spécifiques mises en place pour les biens et services achetés) ;
- des modèles contractuels (incluant les chartes RSE entre le Groupe et ses fournisseurs), intégrant les exigences sociales et environnementales imposées à tous les fournisseurs du Groupe. Lorsque les modèles contractuels sont spécifiques à une entité du Groupe sur la forme, les fondamentaux en matière de droits humains et droits environnementaux sont partagés sur le fond ;
- une bibliothèque de leviers RSE (un levier est défini comme une exigence technique de prescription, critère de sélection des fournisseurs, clause contractuelle spécifique ou partenariat en cours de contrat) organisée par type de biens ou service, selon les piliers de la politique RSE et des enjeux identifiés dans la cartographie des risques. Elle offre des exemples concrets de performance responsable et durable à intégrer dans l'acte d'achat. La bibliothèque contient environ 300 leviers pour 30 catégories ou segment d'achats ;
- un catalogue de formation pour toutes les parties prenantes de la fonction Achats, de la prescription à la fin du contrat (voir la section 3.3.3.4.2.3 « Formation des acteurs de la filière achats ») ;
- un dispositif de qualification, d'audit et d'évaluation des fournisseurs (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagements RSE des fournisseurs »).

Ces leviers d'actions à l'échelle du Groupe sont déclinés et complétés par les actions spécifiques de chaque entité.

Grâce à la mise en œuvre de ces leviers, à fin 2025, plus de 95 % des achats à enjeux disposent d'un levier environnemental (au périmètre EDF SA, Framatome et Enedis), et 100 % disposent de clauses d'exécution liées à la sécurité et à la santé (au périmètre EDF SA, Dalkia, Edison, Enedis, Framatome, Luminus).

Voir la section 3.2.2.1.2.2.3 « Amont : décarboner la chaîne de valeur du Groupe » pour les actions spécifiques à la réduction des émissions amont liées aux achats.

3.3.3.4.2.1 Pratiques au sein d'EDF

En tant que tête de la filière achats, EDF pilote la mise en place de la démarche achats responsables et met en œuvre l'ensemble des outils et méthodes de la filière sur le périmètre de ses achats tertiaires et industriels. En 2025, parmi les actions mises en œuvre pour maîtriser les impacts sociaux et environnementaux de la chaîne d'approvisionnement, EDF a notamment déployé (voir les sections 3.3.3.4.2.4 pour les actions concernant les « Engagement RSE des fournisseurs » et 3.3.3.4.2.3 pour les actions concernant la « Formation des acteurs de la filière achats ») :

- la mise à jour régulière de la cartographie des risques et opportunités par catégorie d'achats en intégrant la nouvelle structure de la politique RSE du Groupe. Par ailleurs, les risques concernant la biodiversité ont été qualifiés en précisant les facteurs de pression principaux afin de déterminer plus facilement les impacts indirects de l'achat de biens et services sur les écosystèmes. Les risques liés à l'adaptation au changement climatique ont également été ajoutés ;
- la mise à jour des fiches cycles de vie des catégories d'achats tertiaires et industrielles : ces dernières, spécifiques à chaque segment d'achats (environ 40), analysent les impacts des biens et services achetés de l'extraction de matières première jusqu'à leur fin de vie et proposent des actions de réductions des impacts associés. Ces fiches ont été actualisées en intégrant les risques et actions en matière de droits humains et d'achats solidaires ;
- le renforcement de la bibliothèque de leviers RSE partagée avec l'ensemble des entités prescriptrices et les fonctions achats (voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables »). En 2025, la bibliothèque a été complétée avec les avancées des ateliers d'intelligence collective du Club Fournisseurs RSE pour les segments du génie civil, du transport de marchandises, du matériel IT, des vêtements de travail et de l'acier (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagements RSE des fournisseurs »). Les clausiers spécifiques du numérique responsable et du transport des salariés ont été intégrés (*travel*, hôtellerie).

Des critères sociaux (droits humains, ancrage territorial ou achats solidaires) et environnementaux spécifiques sont intégrés pour les achats tertiaires supérieurs à 40 k€, ainsi que dans les achats industriels supérieurs à 1 M€ (les achats de montant inférieurs étant couverts par les modèles contractuels et la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs). Les segments d'achats prioritaires pour le déploiement de ces critères engageants sont les suivants :

- les chantiers de maintenance et de construction des moyens de production nucléaires et hydrauliques : sécurité des intervenants, recours aux bétons et aciers bas carbone, optimisation de la gestion des terres, réduction des volumes et de la dangerosité des déchets, ainsi que la conformité au droit du travail en France ;
- le transport de marchandises et de personnes, sur les aspects environnementaux (optimisation des flux et décarbonation) et sur le respect du droit du travail dans l'ensemble de la chaîne de valeur ;
- le numérique responsable : ensemble complet de pratiques de prescriptions permettant la réduction de la consommation de matériel, la réduction des flux de données et de la consommation des serveurs, tout en assurant la souveraineté et la sécurité de la donnée ;
- les vêtements et travail et EPI : réduction de la consommation de matériel, réduction de l'impact environnemental et respect des droits humains dans la chaîne de fabrication ;
- les services généraux (réduction de l'impact environnemental de la restauration, critères liés aux droits du travail et à la non-précarisation de l'emploi sur les métiers de service).

3.3.3.4.2.2 Pratiques au sein des principales filiales du Groupe

Les filiales ont des modalités d'engagement équivalentes adaptées à leurs spécificités industrielles ou géographiques, dont les principales sont les suivantes :

EDF power solutions

EDF power solutions cartographie les risques RSE sur l'ensemble de ses approvisionnements stratégiques pour les filières renouvelables (solaire, éolienne et batteries) en tenant compte des risques pays liés aux lieux de production des fournisseurs, ainsi que de leurs éventuels risques réputationnels.

Les achats responsables chez EDF power solutions reposent sur deux piliers :

1. le processus de qualification des fournisseurs, effectué en deux temps :
   - une phase de collecte d'informations (*Request for information*) durant laquelle les fournisseurs répondent à une liste de questions et fournissent des documents sur leur management environnemental et sociétal, incluant des informations relatives aux droits humains (politiques, codes de conduite, engagements, procédures, gestion de la *supply chain* et éventuelles sanctions),
   - une phase d'audit sur les sites de production des fournisseurs pour vérifier que les pratiques adoptées correspondent aux standards d'EDF power solutions ;
2. les clauses contractuelles environnementales et sociales : en signant le contrat, les prestataires s'engagent à respecter les exigences environnementales et sociétales d'EDF power solutions et à les appliquer à leurs propres fournisseurs et sous-traitants. Le non-respect de ces exigences peut mener à la résiliation du contrat.

Enedis

Le seuil d'intégration systématique de critères de mieux-disance RSE pour les achats, revu en 2024, intègre progressivement tous les achats traités par un acheteur (dès 40 k€). En plus des critères environnementaux cités aux sections 3.2.2.1.2.2.3 « Amont : décarboner la chaîne de valeur du Groupe » et 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes », des critères sociaux comme le taux de féminisation des effectifs, l'engagement dans une démarche Egapro, l'emploi direct de personnes en situation de handicap ou encore le recours à des structures inclusives sont pris en compte dans l'attribution de certains marchés (l'objectif pour 2025 est d'atteindre 30 % de contrats intégrant au moins un critère social). Cette exigence permet de renforcer la prise en compte des enjeux sociétaux et environnementaux dans les décisions d'achat.

Framatome

La Direction *Supply Chain* de Framatome prend en compte la RSE tout au long du processus achats, des cahiers des charges et de la définition de certains panels fournisseurs jusqu'à la contractualisation.

Framatome dispose d'une cartographie des risques RSE de ses approvisionnements intégrant des risques liés aux zones géographiques et aux catégories d'achats. Les catégories d'achats métaux, travaux et génie civil, transports, matériel électronique et vêtements de travail sont retenus comme étant à enjeux.

La Direction Supply Chain contribue au plan sécurité de Framatome et donc à l'amélioration de résultats sur les accidents avec et sans arrêt en 2025. Celle-ci contribue également au plan d'économie d'énergie et d'eau avec des objectifs de sobriété à intégrer dans les offres en 2026.

Pour chaque achat supérieur à 600 k€, des leviers RSE sont systématiquement déployés en ciblant en particulier les catégories et pays à risques. Une grille de leviers, basée sur la bibliothèque de la filière Achats, aide prescripteurs et acheteurs à déterminer les leviers les plus engageants et à challenger les fournisseurs dans la prescription technique ou dans les critères de sélection.

Dalkia

La Direction Achats de Dalkia intègre la RSE lors du processus de qualification des sous-traitants par le biais de questions concernant leur empreinte carbone, leur certification extra-financière, mais aussi le volet social, dont notamment la sécurité et la santé au travail.

Dalkia a également réalisé une cartographie des risques RSE par segment d'achats. Cette dernière couvre l'environnement, les relations et conditions de travail, les droits humains, ainsi que l'éthique et la conformité.

La bibliothèque de leviers produit par la filière Achats est transposée aux activités spécifiques de Dalkia, en particulier l'activité de terrassement dans le cadre de déploiement des réseaux de chaleur et la fourniture des tuyaux en acier pré-isolés.

Edison

Edison a mis en place un processus de qualification des fournisseurs (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs »). En complément de ce processus, Edison dispose dans son outil de gestion des fournisseurs d'une cartographie des risques qui intègre les enjeux RSE. Des leviers RSE sont également intégrés à toutes les phases du processus de contractualisation : dans les appels d'offres via des critères de sélection, dans les modèles contractuels et dans les revues de performance entre Edison et ses fournisseurs.

Concernant les activités relatives à l'engagement des fournisseurs, en novembre 2025, Edison a organisé le « *Sustainable Procurement Day* », un évènement conçu pour impliquer l'ensemble de l'écosystème des fournisseurs et des parties prenantes dans la chaîne d'approvisionnement d'Edison (partenaires, acheteurs et salariés) autour de sujets clés liés à la durabilité. Cet évènement a également permis d'échanger sur la *Sustainable Procurement Academy*, une plateforme créée en partenariat avec Altis (Università Cattolica del Sacro Cuore de Milan), et dédiée aux fournisseurs d'Edison. Cette plateforme met à disposition des ressources éducatives, des outils spécialisés sur l'environnement, la durabilité sociale et la gouvernance, ainsi que les politiques et stratégies de durabilité et d'investissements d'Edison.

Luminus

La plateforme d'achats de Luminus permet de prévoir des critères de sélection spécifiques, selon les appels d'offres. Ces critères extra-financiers peuvent concerner notamment les émissions de carbone, les emballages, le recyclage, la gestion des déchets ou les transports.

Lors des procédures d'appel d'offres, Luminus exige que les fournisseurs acceptent le code de conduite comme prérequis à toute participation. Les fournisseurs doivent également transmettre leurs statistiques d'accidents, ces informations sont utilisées dans le processus de sélection. Pour les projets de construction, Luminus exige également une certification concernant la sécurité.

Dans le cadre des processus de sélection de fournisseurs de biens et de services, le département Achats Luminus a développé un outil pour aider et inciter les équipes des projets à intégrer des critères de sélection RSE.

Par ailleurs, pour chaque intervention sur site, les fournisseurs doivent effectuer une analyse de risques complémentaires à celle déjà réalisée par Luminus.

EDF au Royaume-Uni

Au Royaume-Uni, EDF Energy emploie environ 12 000 personnes et s'appuie sur une chaîne d'approvisionnement comptant près de 3 400 fournisseurs.

Dans la chaîne d'approvisionnement, les risques potentiels liés à l'esclavage moderne et à la traite des êtres humains sont évalués afin d'identifier les secteurs d'achat les plus exposés.

Les fournisseurs doivent se conformer à un ensemble de processus, notamment l'obligation de procéder à une autoévaluation des risques alignée sur les dix principes du Pacte mondial des Nations Unies. EDF Energy les encourage à adopter une démarche d'amélioration continue de leurs pratiques sociales et environnementales. EDF Energy met également à la disposition de ses fournisseurs plusieurs ressources, telles que le Guide du fournisseur sur la diversité et l'inclusion et le Manuel des exigences en matière de durabilité et d'éthique, proposés dans le cadre du processus de gestion de la relation fournisseurs (*Supplier Relationship Management*). Par ailleurs, la conformité au Pacte mondial des Nations Unies est vérifiée au cours du processus d'intégration des fournisseurs.
En outre, les obligations relatives à l'esclavage moderne sont intégrées dès la phase précontractuelle, et les fournisseurs sont évalués à toutes les étapes du cycle d'achats, de la qualification à l'exécution du contrat.

De plus, les accords contractuels exigent des fournisseurs de se conformer aux lois et politiques applicables du groupe EDF. Des contrôles supplémentaires sont réalisés tout au long de la relation entre EDF et le fournisseur, proportionnellement à son profil de risque et à son niveau de criticité. Des contrôles d'intégrité sont également menés auprès des principaux fournisseurs afin de s'assurer qu'ils respectent les standards minimaux du groupe EDF. Ces derniers appartenant à cette catégorie font l'objet d'audits réguliers, prenant en compte leur niveau de risque et leurs caractéristiques financières.

Arabelle Solutions

Les obligations liées au devoir de vigilance, effectuées lors du processus de référencement des fournisseurs, impliquent plusieurs contrôles, en fonction du périmètre du fournisseur et des risques associés. Les fournisseurs qui, au nom d'Arabelle Solutions, traitent avec des organismes gouvernementaux (tels que les fournisseurs de services administratifs), les fournisseurs recommandés par les clients et les fournisseurs en construction BTP sont des exemples de catégories à haut risque faisant l'objet d'évaluations de conformité supplémentaires avant intégration. Tous les fournisseurs et sous-traitants qui réalisent des prestations sur sites, gérées par Arabelle Solutions, font l'objet d'un examen supplémentaire, évalué en fonction de la nature des risques sécurité concernés. Cette analyse est réalisée lors du processus de préqualification, par le service *Environment Health & Safety* (EHS) en charge de l'approbation. Des contrôles additionnels, relatifs aux droits humains, sont également réalisés dans le cadre de ce processus. Enfin, les Conditions Générales d'Achat d'Arabelle Solutions comprennent une section spécifique intégrant ces exigences.

3.3.3.4.2.3 Formation des acteurs de la filière achats

L'offre de formation pour tous les acteurs de la fonction Achats du Groupe contient plusieurs types de supports :

- des modules d'*e-learning* sur les achats responsables, les droits humains (en collaboration avec l'association « Entreprises pour les droits de l'homme ») et le devoir de vigilance ;
- des modules d'*e-learning* issus de bases de formations externes comme l'Axa Climate School ;
- des modules de formation en ligne sur les achats responsables ;
- un jeu collaboratif immergeant les participants dans le cas concret d'un achat afin de choisir les meilleurs leviers RSE à décliner.

Pratiques au sein d'EDF

Depuis 2025, tous les nouveaux arrivants dans les fonctions achats suivent un parcours obligatoire de formation initiale, intégrant un module dédié à la RSE. Les *e-learnings* sont également intégrés dans le guide d'accueil.

Par ailleurs, le plan d'action annuel 2025 des achats industriels d'EDF intègre la participation obligatoire de tous les acheteurs au jeu des achats responsables. Les entités prescriptrices sont également incitées à déployer le jeu dans leur unité.

En outre, la RSE est reconnue dans les équipes Achats comme une compétence suivie par les Ressources humaines. Chaque salarié dispose d'un objectif RSE annuel obligatoire, ainsi que d'une évaluation de compétence par son manager et d'un plan de formation associé selon sa fonction.

Concernant les fournisseurs, ces derniers sont sensibilisés aux enjeux et aux ambitions d'EDF dans le cadre du Club Fournisseurs RSE (voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs »), du GIFEN [1] et du projet CAP'TEN [2].

Pratiques au sein des principales filiales du Groupe

Les nouveaux acheteurs intégrant la Direction des Achats d'**EDF power solutions** sont sensibilisés aux pratiques d'achats responsables et aux engagements de la politique Achat et de la politique environnementale & sociale.

Les nouveaux acheteurs d'**Enedis** suivent la formation « pass acheteur » qui intègre un module dédié aux achats responsables. Chaque acheteur dispose d'un objectif annuel obligatoire sur l'intégration de critères de mieux-disance RSE.

Framatome organise des webinaires au sein des équipes achat sur les thématiques RSE, ainsi qu'éthique et conformité. Chaque salarié de ces équipes de Framatome doit réaliser *a minima* tous les trois ans un *serious game* sur le code de conduite ou une formation en présentiel sur site. En 2025, quatre webinaires RSE ont été réalisés sur la décarbonation, l'eau, l'impact des filières minières et le recyclage. Des webinaires ont également été réalisés aux États-Unis et en Allemagne sur la mise en pratique de la grille de critère de sélection RSE.

Un webinaire à destination de tous les acheteurs de **Dalkia** en France a été réalisé en 2025 pour les sensibiliser sur les enjeux de la décarbonation, sur les méthodes de comptabilité carbone, sur les causes et conséquences du réchauffement climatique et sur la déclinaison dans l'acte d'achat d'un réseau de chaleur.

3.3.3.4.2.4 Engagement RSE des fournisseurs

La filière Achats est l'acteur principal de l'engagement des fournisseurs en matière de RSE, au travers d'exigences et de soutien proactif. Le Groupe impose à ses fournisseurs, dans tous ses modèles contractuels :

- le respect de la réglementation environnementale et sociale en vigueur, notamment et en particulier les règles de l'OIT et les exigences de la loi sur le devoir de vigilance ;

(1) Groupement des industrielsrançais de l'énergie nucléaire (il rassemble les entreprises exploitantes d'installations nucléaires, ainsi que les organisations professionnelles et associations couvrant tous les types d'activités industrielles et tous les domaines de la production d'électricité d'origine nucléaire).
(2) Réseau des industriels de la filière nucléaire.

- l'assujettissement à des dispositifs d'évaluation de leurs pratiques RSE et dans la chaîne de sous-traitance (au travers d'audits documentaires ou d'audits sur site, durant la qualification ou pendant l'exécution du contrat) ;
- des sanctions et la possibilité de résilier un contrat en cours, en cas de non-respect des exigences susmentionnées.

Pratiques au sein d'EDF

En amont du processus de contractualisation, la filière nucléaire d'EDF impose à chaque fournisseur un processus de qualification [1] conforme à la réglementation sur les installations nucléaires. La qualification porte sur l'ensemble des thématiques à enjeu pour le Groupe (sécurité et santé, qualité, conformité) et intègre un volet dédié à la RSE. Si un fournisseur ne satisfaisait pas aux exigences de qualification, il ne peut pas postuler aux contrats. Si durant l'exécution d'un contrat, ce dernier ne satisfait pas aux exigences du renouvellement de qualification, il se voit imposer un plan d'actions de mise en conformité ou dans les cas les plus graves une rupture contractuelle.

Pour les fournisseurs des segments industriels ou tertiaires, EDF soumet à audit documentaire un panel de 1 000 fournisseurs prioritaires sélectionnés selon le volume d'achats et les risques RSE de leur secteur d'activité. Entre 400 et 500 fournisseurs sont sollicités chaque année pour une évaluation valable trois ans. Depuis 2024, l'évaluation intègre 19 questions accompagnées de preuves, sur tous les champs de la politique RSE du Groupe. Ce format permet de cibler les principaux attendus, et facilite l'accès à des entreprises petites, moyennes ou intermédiaires qui n'ont pas de structure RSE dédiée. Les réponses au questionnaire sont vérifiées par un tiers indépendant. Depuis la mise en place du questionnaire, 50 % des entreprises du panel ont été réévaluées (plus d'autres entreprises en dehors du panel). Plus de 84 % des entreprises évaluées sont conformes aux requis en matière de sécurité et santé, environ 74 % en matière de politique sur les droits humains, environ 58 % sur les pratiques de décarbonation, un peu moins de 49 % sur les pratiques d'adaptation au changement climatique. Ainsi, environ 47 % des fournisseurs sont conformes à l'ensemble des exigences du Groupe.

Les fournisseurs et leurs sous-traitants en relation contractuelle avec EDF sont également soumis à la mise en place d'audits RSE sur site. Ces audits exigeants et poussés sont prévus :

- pour un échantillon de contrats identifiés à risque dans la cartographie des risques achats ;
- sur demande des membres de la fonction achats ayant identifié un risque spécifique sur un contrat ;
- en cas d'alerte au titre du devoir de vigilance.

Les audits durent en moyenne deux jours, sont réalisés par un tiers indépendant agréé, et se fondent sur une grille d'audit qui couvre tous les champs de la politique RSE du Groupe et des exigences du devoir de vigilance. Selon résultat de l'audit, ils peuvent donner lieu à un plan d'action de mise en conformité accompagné d'audits de suivi, ou à une rupture du contrat en cas de manquement majeur. En 2025, les campagnes d'audits ont notamment porté sur le service aux occupants dans l'immobilier (risques liés aux conditions de travail), les vêtements de travail et EPI (continuité du suivi des fournisseurs sur ce segment à forts enjeux sociaux et environnementaux dans des pays exposés), et les centres externes de relation clientèle (risques liés aux conditions de travail).

En matière d'engagement proactif des fournisseurs, EDF conduit trois actions principales :

- le Club Fournisseurs RSE propose des ateliers d'intelligence collective sur une durée de six mois, ils regroupent des fournisseurs sur un même segment d'achats pour partager les enjeux du secteur, identifier les bonnes pratiques et définir les leviers d'achats à généraliser dans les contrats d'EDF. En 2025, ont été menés des ateliers concernant le béton, l'acier, le matériel IT, les logiciels IT, la restauration, le chauffage et la ventilation, les vêtements de travail et les équipements de protection individuels (EPI), les produits chimiques et les déchets. Une centaine de fournisseurs ont été impliqués et ont permis à EDF de spécifier une cinquantaine de clauses ou critères à intégrer dans les contrats ;
- l'alliance décarbonation de Pacte PME : l'association Pacte PME permet aux petites et moyennes entreprises de bénéficier d'un accompagnement sur des sujets stratégiques afin de les aider à développer leur activité en intégrant les pratiques d'entreprise de taille intermédiaire ou des grandes entreprises. Les actions de l'association sont financées par l'État français et par un réseau de grandes entreprises dont EDF et Enedis font partie. L'alliance décarbonation est un projet d'accompagnement des PME à la décarbonation de leurs activités, grâce à la mise à disposition à prix réduit de cabinets de conseil en environnement pour la réalisation de bilans carbone et de plans d'actions de réduction des émissions. 46 PME fournisseurs d'EDF se sont engagées au travers de la signature de la charte de l'association ;
- l'animation des réseaux métiers : les achats industriels d'EDF, au travers du GIFEN notamment, mobilisent les partenaires de la filière nucléaire sur les enjeux des achats responsables. En novembre 2025, lors de la World Nuclear Exhibition, les acteurs de la filière se sont engagés à signer la charte Relation Fournisseurs et Achats Responsables. De même, les filières Achats et Numérique collaborent avec les fournisseurs sur le sujet du numérique responsable.

Pratiques des principales filiales du Groupe

EDF power solutions procède à une évaluation environnementale et sociale des fournisseurs des catégories d'achats liées aux énergies renouvelables qui s'inscrit dans le cadre du processus de qualification et s'effectue en deux phases :

1. analyse documentaire multidisciplinaire : les fournisseurs doivent notamment compléter le questionnaire RSE d'EDF power solutions, un outil structuré autour de quatre domaines d'évaluation :
   - gouvernance de la RSE,
   - gestion environnementale,
   - gestion sociale,
   - pratiques d'achats responsables.

   Des réponses précises et accompagnées de documents justificatifs sont attendues. Les réponses non documentées ne sont pas prises en compte dans l'évaluation ;
2. à la suite de cette première étape, et si aucune alerte critique n'est identifiée, le site de production du fournisseur à qualifier est audité. Outre les critères techniques, les aspects environnementaux et sociaux sont également audités afin de vérifier que les engagements et les systèmes de management décrits dans le questionnaire RSE sont effectivement et correctement implémentés, et correspondent aux standards d'EDF power solutions.

Dalkia déploie pour chaque nouveau fournisseur un questionnaire d'auto-évaluation, qui intègre les enjeux RSE. Dalkia participe aux ateliers du Club Fournisseurs RSE d'EDF sur les thématiques matériel IT, logiciel, déchets, produits chimiques, et restauration.

Framatome met en œuvre un dispositif d'évaluation documentaire des fournisseurs à l'aide de questionnaires valables trois ans, vérifiés par un tiers indépendant. La RSE est intégrée dans « les piliers de la performance » qui sont évalués dans le cadre des évaluations annuelles fournisseurs (en 2025, Framatome a évalué 421 fournisseurs) et fait donc l'objet de plan de progrès le cas échéant.

La RSE est intégrée dans les « piliers de performance » des revues régulières avec les fournisseurs et fait l'objet de plans de progrès le cas échéant.

Luminus a développé un mécanisme d'évaluation de ses fournisseurs de services effectuant des interventions sur ses sites de production. Ces évaluations abordent entre autres les procédures de sécurité et de protection des travailleurs mises en œuvre par ses fournisseurs. Le résultat de ces évaluations est utilisé à des fins d'amélioration du marché en cours et dans le processus de sélection de fournisseurs pour des projets futurs.

(1) En respect des règles et pratiques de la commande publique en France et en Europe, ce processus de qualification est restreint aux achats industriels de la filière nucléaire.

Arabelle Solutions, lors du référencement des fournisseurs, peut décider de réaliser un audit « Supplier Responsibility Governance » (SRG) pour évaluer la conformité du fournisseur à la législation locale et à ses exigences. Cette décision dépend principalement de la localisation du fournisseur (pays soumis à restrictions/sanctions ou à haut risque) et de sa chaîne d'approvisionnement. Le questionnaire SRG contient une série de questions et de listes de contrôle conçues pour recueillir des informations sur : les processus commerciaux ; le travail des enfants et le travail forcé ; la conformité en matière de salaire et de temps de travail ; les conditions de vie (lorsque des logements sur site sont fournis) ; la performance environnementale, la performance en matière de sécurité et de santé ; les conditions de travail, la discrimination et le harcèlement, le système de management et les indicateurs associés. En 2025, parmi les 125 audits réalisés chez nos fournisseurs cette année, 17 concernaient le SRG, tous auprès de fournisseurs situés en Inde. En cas d'écart significatif, le résultat de l'audit entraîne le rejet du partenariat avec le fournisseur. Les contrôles d'audits sont enregistrés dans l'outil de gestion des fournisseurs, et les actions sont suivies jusqu'à leur clôture.

Edison met en œuvre un processus de qualification des fournisseurs qui impose de souscrire aux standards en matière d'achats responsables, de code de conduite et éthique, de protection des droits humains, d'anti-corruption, de sécurité santé, de protection de l'environnement. Les fournisseurs signent également un engagement en matière de responsabilité sociétale. En complément, les fournisseurs stratégiques d'Edison doivent compléter un audit documentaire RSE qui permet de le comparer aux autres entreprises du même secteur d'activité. Cet audit est valorisé dans les revues de performance et les renouvellements de contrats.

3.3.3.4.3 Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles

3.3.3.4.3.1 Chaîne d'approvisionnement uranium

EDF s'approvisionne principalement à long terme via des contrats diversifiés en termes d'origines et de fournisseurs, dans la plupart des principaux pays producteurs (Australie, États-Unis, Canada, Kazakhstan...). Les contrats ont été progressivement complétés par des clauses autorisant la réalisation d'audits et listant les attentes d'EDF en matière de respect, par le fournisseur et ses sous-traitants, des droits fondamentaux et des principaux standards internationaux.

Référentiel d'audit

Le dispositif d'audits de mines d'uranium qu'EDF met en œuvre depuis 2011, permet de s'assurer des bonnes conditions environnementales, sociales et sociétales d'extraction et de traitement du minerai. La méthode et la grille d'évaluation ont été élaborées avec WNA (*World Nuclear Association*) [(1)]. Cette méthode s'appuie sur les standards internationaux dont *The World Nuclear Association's Sustaining Global Best Practices in Uranium Mining and Processing : Principles for Managing Radiation, Health and Safety, and Waste and the Environment, The Global Reporting Initiative's (GRI), Sustainability Reporting Guidelines & Mining and Metals Sector Supplement* et *The International Council on Mining and Metals (ICMM) Sustainable Development Framework*. La question de la sécurité, particulièrement critique dans le cadre du domaine minier (sécurité du process), constitue un cadre standardisé et reconnu par tous les acteurs de la filière. Ce référentiel prend en compte la problématique des droits humains et des libertés fondamentales (droits humains, registre d'alertes, droits des personnes autochtones, radioprotection), la sécurité santé des personnes et l'environnement, compris dans son acception la plus large (gaz à effet de serre, eau, biodiversité déchets, réhabilitation des sites après extraction).

Audits

EDF réalise chaque année des audits de mines via des moyens internes avec un support ponctuel d'auditeurs externes. Les rapports d'audit présentent des points forts, des recommandations et des suggestions. Parmi ces dernières, les plus récurrentes concernent la sécurité santé (radioprotection, affichage des consignes avec mise à disposition et port d'équipements individuels de protection adaptés, amélioration de la culture de sûreté avec des formations adaptées), le rappel de la nécessité d'analyser les causes et de tracer les actions correctrices après tout incident ou accident, les actions de suivi et de maîtrise de l'empreinte environnementale (les émissions de CO_2, gestion de l'eau, des déchets et effluents), les conditions de travail et d'hébergement (notamment sur les « bases vie »), l'évaluation des fournisseurs ou la correction des écarts observés (calibration des instruments de mesure, traçabilité des certifications délivrées). Les recommandations issues des audits sont reprises dans les plans d'actions et d'amélioration continue des fournisseurs. Chaque fournisseur est audité tous les trois ans.

3.3.3.4.3.2 Chaîne d'approvisionnement charbon

Depuis la reprise de ses contrats de charbon par JERA Trading (JERAT), EDF n'a plus de relations contractuelles directes avec les entreprises minières ou avec le marché, mais reste un promoteur de Bettercoal, l'initiative pour l'achat responsable de charbon dont EDF a été membre fondateur. Bettercoal réunit des énergéticiens, des institutions portuaires et des terminaux de charbon pour faire progresser la RSE dans la chaîne d'approvisionnement du charbon, particulièrement dans les mines, et notamment pour s'assurer du respect des droits fondamentaux.

La démarche opérationnelle s'articule autour d'un code couvrant les principes éthiques, sociaux et environnementaux et des dispositions pertinentes pour les compagnies minières. Ce référentiel prend en compte des exigences de performance générale, y compris les systèmes de management, mais aussi de performance concernant : l'éthique et la transparence ; les droits humains et du travail (tels que la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants, le droit à un salaire décent) ; les questions sociales (y compris la sécurité et la santé) ; et l'environnement.

JERA Trading, fournisseur d'EDF, est devenu membre de Bettercoal. Aucune transaction n'a été effectuée en 2025.

3.3.3.4.3.3 Chaîne d'approvisionnement gaz

Edison et le Département Gestion des Actifs Gaziers du groupe d'EDF (DGAG) appliquent un processus d'évaluation de l'intégrité des relations d'affaires qui prend en compte les droits humains. Ces contrôles d'intégrité sont réalisés par le biais d'un processus étendu de connaissance de la contrepartie potentielle (*Know-Your-Counterpart*), qui s'inscrit dans le cadre de la politique éthique et conformité du groupe EDF. Cette vérification est effectuée avant même le début d'une éventuelle relation avec une contrepartie potentielle et la vérification est répétée périodiquement même après l'établissement d'une relation commerciale. Une attention particulière est portée au respect des sanctions internationales.

En ce qui concerne les contreparties engagées dans des contrats de fourniture de gaz, Edison et DGAG suivent régulièrement les nouvelles informations (y compris en matière de droits humains), susceptibles d'avoir un impact négatif sur la réputation des contreparties et celle du groupe EDF. Cette évaluation s'applique à tous les contrats, et tout particulièrement aux engagements gaziers long terme (de durée supérieure à cinq ans) du Groupe.

En ce qui concerne les activités de négoce de gaz du Groupe, EDF Trading applique un processus de diligence raisonnable à toutes les contreparties existantes ou potentielles qui englobe les questions liées aux droits humains. Ce processus est fondé sur les normes internationales en matière de droits humains que le Groupe s'est engagé à respecter dans le cadre de ses relations d'affaires. En outre, EDF Trading surveille régulièrement ses contreparties afin d'identifier tout problème éventuel.

3.3.3.4.3.4 Chaîne d'approvisionnement biomasse

La note d'application Groupe sur la biomasse durable intègre un volet droits humains indiquant les risques principaux pouvant être présents sur cette chaîne de valeur : travail des enfants, travail forcé, conditions de travail dégradées, respect des droits des populations autochtones. Ces risques peuvent être aggravés du fait de la présence éventuelle de travailleurs vulnérables (travailleurs migrants, situation de travail informel, etc). Concernant les volets environnementaux, voir les sections 3.2.5.2.2 « Réduire la contribution des activités aux facteurs de pression majeurs sur la biodiversité » et 3.2.6.1 « Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire ».

(1) Guidelines for Evaluating Supplier Performance at Uranium Mining and other Processing Sites in the Nuclear Fuel Supply Chain.

Le Groupe préconise de mettre en œuvre des diligences de pré-contractualisation concernant la conformité de la chaîne d'approvisionnement, ainsi que l'intégration de clauses spécifiques lors de la contractualisation. Par ailleurs, les fournisseurs sont tenus de respecter la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs, pièce constitutive des marchés (voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables »).

3.3.3.4.3.5 Transport du combustible

Dans le cadre de la politique d'affrètement des sociétés du Groupe, l'affrètement, ainsi que l'approbation des navires devant décharger des combustibles liquides dans les installations portuaires opérées par le Groupe, prévoit systématiquement un contrôle ou *vetting* effectué en s'appuyant sur les services de *Rightship*. Cette entreprise évalue les navires selon son référentiel de *vetting* qui comprend différents critères liés à la protection des travailleurs, dont :

- la vérification que l'armateur ne figure pas sur la liste noire pour abandon de marins (liste de l'OIT) ;
- cette même vérification est effectuée pour le navire lui-même ;
- la recherche d'éventuels signalements pour « *human rights at Sea Infringements – Poor working-living conditions* » ;
- la vérification que le navire ne bat pas pavillon d'un pays non signataire de la convention MLC (*Maritime Labour Convention*) de 2006 et dans ce cas, si ce dernier est en conformité avec un dispositif équivalent.

En outre, les navires affrétés par Edison pour le transport de *small scale LNG* [1] sont sous pavillon français, et l'État contractant doit se conformer, pour tous les aspects liés à la propriété, l'exploitation et à la gestion du navire, aux règles suivantes :

- les conventions, lois et règlements internationaux, dont les sanctions internationales ;
- les règlements et directives de l'Union européenne ;
- les lois et règlements de l'État du pavillon du navire ;
- les lois et règlements des ports et autres lieux où le navire fait escale, et des eaux dans lesquelles il transite.

Enfin, pour les navires affrétés par Edison et EDF pour des contrats GNL FOB [2], battant également pavillon français, les contrats prévoient des conditions d'emploi du personnel et de l'équipage du navire en ligne avec les standards de la Fédération internationale des ouvriers du transport (ITF). Le navire doit disposer d'une *Blue Card* (certification internationale) ou d'une certification équivalente.

En termes contractuels, l'armateur doit remonter au Groupe toutes informations relatives à la sécurité, la santé des salariés et l'impact environnemental des navires, y compris les déversements en mer et les émissions de polluants.

3.3.3.4.4 Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets

3.3.3.4.4.1 Le processus de décision d'investissement du Groupe

Les projets et investissements soumis à l'approbation du Comité exécutif du Groupe (CECEG), font l'objet, en 2025, ainsi que les années précédentes, d'un avis de la Direction Impact élaboré à partir d'une grille de criblage traduisant en termes opérationnels les engagements RSE du Groupe. Lorsque nécessaire, la Direction Impact demande des *due diligences* spécifiques à ces enjeux. Pour l'analyse des projets significatifs pour le CECEG, voir la section 3.1.2.1.2.4 « Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) ».

Concernant les investigations à réaliser en matière d'éthique et conformité dans le cadre des opérations de croissance externe d'EDF, le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariats, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissement. Un guide méthodologique recense et propose de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité, dont le devoir de vigilance. À ce titre, une série de diligences à réaliser ou actions à mettre en œuvre est déterminée à chaque phase d'un projet d'acquisition de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet en matière de droits humains, de sécurité santé et d'environnement.

3.3.3.4.4.2 Dans les projets internationaux

Au niveau du management des projets

En fonction du contexte du projet, une Étude d'impact sur les droits humains (EIDH [3]) est réalisée. Elle s'appuie sur les principes définis par les *UN Guiding Principles on Business and Human Rights*. Ces études placent l'identification des droits humains impactés au centre de l'analyse. Elles incluent un bilan de l'état des droits humains dans le pays ainsi que dans la zone du projet, une cartographie des parties prenantes orientées sur les droits humains (listant les détenteurs de droits ou *rights-holders* et d'obligations ou *duty bearers*), l'analyse des impacts du projet sur ces droits et le développement de mesures d'atténuation. Ce type d'étude identifie les activités dites à risque en fonction de leur importance et sensibilité. Ces études sont généralement confiées à des consultants nationaux ou internationaux spécialisés sur cette thématique et pilotées par les référents internes Droits humains d'EDF. Les conclusions de ces études ont vocation à être intégrées dans l'ensemble des activités de développement, de réalisation, d'exploitation et de fin de vie du projet, via un système de management *ad hoc* (politique interne Droits humains, référent Droits humains et correspondants, outils contractuels, audits et suivi de performance, reporting, etc.). Elles concernent aussi bien les communautés impactées que les travailleurs, l'emploi de forces de sécurité, le système d'alerte et la protection des lanceurs d'alerte, etc.

En termes opérationnels, un grand nombre de projets sont développés à l'international, notamment par EDF power solutions.

En 2025, les activités de la Direction Internationale d'EDF et celles d'EDF Renouvelables ont été regroupées au sein d'EDF power solutions. Cette réorganisation répond à deux objectifs principaux : (i) déployer plus efficacement les activités du Groupe en matière d'énergie bas carbone (hors nucléaire et hors hydraulique France) et de solutions de flexibilité, en cohérence avec les ambitions du Projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et avec l'évolution du marché ; (ii) rendre l'organisation du Groupe plus efficace et plus lisible à l'international pour toutes les parties prenantes externes et internes.

Les risques de droits humains sont appréhendés et gérés aux différentes étapes des projets :

- en phase de pré-développement, pour les « nouveaux » pays, une évaluation est effectuée en s'appuyant sur l'outil Verisk Maplecroft® ou d'autres sources internes et externes. Des *due diligences* spécifiques peuvent également être menées pour des secteurs particuliers avec des risques identifiés ;
- en phase de développement, en fonction des risques pays identifiés, croisés avec les spécificités des projets, une étude *Human Rights Impact Assessment and Management* (HRIAM), pourra être lancée, afin de préciser le contexte « Droits humains » dans la zone du projet, en lien avec les activités futures de développement et construction :
  - établir une matrice des risques et opportunités générés par le projet concernant les droits humains,
  - identifier les « porteurs de droits »,
  - identifier les études sociales et environnementales qui devront incorporer un volet droits humains,
  - proposer une politique Droits humains pour le projet.

(1) *Small scale LNG* : le GNL à petite échelle (SSLNG) fait référence en général aux installations liées au GNL (terminaux de réception, unités de stockage, navires, etc.) présentant des caractéristiques similaires mais d'une ampleur inférieure à celle des infrastructures de GNL conventionnelles.
(2) FOB, ou « free on board » signifie que le vendeur fournit les marchandises sans frais de transport et assurance.
(3) EIDH – *Human Rights Impacts Assessment and Management*.

À défaut, un volet droits humains pourra être intégré dans l'étude d'impact de chaque projet du Groupe :

- des clauses relatives aux droits humains sont systématiquement incluses dans les principaux contrats du projet (type « EPC [1] »), pour la réalisation d'infrastructures majeures type hydroélectrique, parcs photovoltaïques, parcs éoliens, mais aussi pour des contrats plus petits type générateur photovoltaïque pour clients « C&I » (Commerces et Industrie), notamment en Afrique subsaharienne ;
- en phase de construction, les mécanismes de réclamation et de gestion des plaintes sont mis en œuvre, à disposition des travailleurs et des communautés (en plus de ceux d'EDF et des éventuels bailleurs).

Ainsi, le projet Amaala, situé en Arabie saoudite, vise à développer et exploiter un complexe touristique intégré, incluant la gestion autonome de l'eau potable, des eaux usées et de la production d'électricité. EDF et ses partenaires y assurent la mise en œuvre des infrastructures de traitement de l'eau et de production de l'énergie, principalement à partir de panneaux photovoltaïques et de systèmes de stockage par batteries. Le chantier a mobilisé plus de 4 000 personnes à son pic d'activité en mai 2025. Le projet est soutenu par des bailleurs de fonds saoudiens et internationaux, et respecte des standards environnementaux, sociaux et sécurité santé rigoureux, alignés sur les standards de l'IFC. Le site est situé à environ 75 km de la ville la plus proche, relié par des infrastructures routières souffrant de vétusté. De plus, la conduite routière est marquée par des comportements à risque rarement contrôlés ou sanctionnés par les autorités augmentant les risques d'accidents. Le développement du complexe touristique s'inscrit dans un environnement encore peu urbanisé, avec des capacités locales limitées pour accueillir une population croissante, notamment en matière de logement et de services essentiels. Le projet s'étend sur plusieurs zones côtières et intérieures, reliées par des routes asphaltées ou des pistes. Durant les phases de développement, ces défis ont été identifiés et plusieurs logements destinés aux travailleurs ont été construits ou rénovés conformément aux meilleures pratiques internationales. La sécurité routière a été renforcée par la formation du personnel. En matière de prévention des maladies liées à la chaleur, le projet a créé des abris de repos climatisés et a surveillé les conditions ambiantes grâce au système WBGT (compteur de stress thermique). Un suivi accru de la chaîne d'approvisionnement a été assuré par l'EPC, en collaboration avec la société de projet, portant sur des éléments tels que les conditions de vie, l'alimentation, les pratiques en matière de ressources humaines, etc. EDF power solutions, en collaboration avec ses partenaires, a mis en place un contrôle de ces actions via un comité HSSE dédié et des audits. Les enseignements tirés d'Amaala et d'autres projets de la région ont également été intégrés au modèle de clauses contractuelles dédiées des projets futurs, et un séminaire consacré aux pratiques de recrutement équitables a été organisé en septembre 2025.

À la suite de l'acquisition de *US Chillers*, filiale de Dalkia basée à Dubaï, au Qatar, au Bahreïn, en Arabie saoudite et aux États-Unis, et à son intégration dans le Groupe, un audit interne sécurité santé a été effectué en 2023. Cette entité comprend environ 330 collaborateurs hors États-Unis, dont 99 % sont des travailleurs migrants. Un diagnostic des conditions de travail et de sécurité santé a été finalisé, le déploiement des pratiques de sécurité et de santé a été entrepris. Les mesures suivantes ont également été prises : mise en conformité des logements collectifs des travailleurs à Dubaï et au Bahreïn et mise en place d'un salaire minimum. En 2025, Dalkia a poursuivi les actions de prévention et d'audits en matière de sécurité santé et de conditions de vie des travailleurs. Plusieurs évènements ont été organisés afin de contribuer à la qualité de vie des collaborateurs :

- en Arabie saoudite, Dalkia travaille avec deux sous-traitants principaux. Les équipes de Dalkia réalisent des réunions régulières sur les conditions de travail et vérifient en permanence le respect de celles-ci, notamment la validité des permis de résidence et contrats de travail, ainsi que la conformité des assurances santé par exemple.

  Deux audits sur les logements de ces sous-traitants ont été réalisés en 2025 avec plusieurs constats : amélioration de la propreté, contrôle d'hygiène effectué, maintenance des machines à laver et des douches menée, vérification des trousses de secours, accès à l'eau amélioré, nombre d'occupants par logement réduit, protections contre les risques électriques mises en place.

  Concernant l'un des sous-traitants, le déménagement des logements du personnel est prévu en 2026 avec un audit de contrôle prévu ;
- Dalkia Middle East a participé à de nombreux évènements en 2025 pour contribuer à la qualité de travail et de vie des collaborateurs, et notamment à un groupe de travail organisé sur les bonnes pratiques en matière de conditions de travail partagées entre sociétés françaises opérant sur place. Le personnel de Dalkia Middle East a également pu bénéficier de formations à la prévention sécurité réalisées sur l'ensemble des sites, de consultations médicales à Dubaï avec des médecins, et de séances de sport permises par la location d'installations ;
- enfin, les certifications ISO 9001, 14001 et 45001 des entités du Dubaï, Bahreïn et Qatar ont été finalisées en 2025.

3.3.3.5 Indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur

En 2025, le nombre d'évaluations de fournisseurs réalisé par la filière Achats est décrit dans le tableau ci-dessous. Sur un volume de l'ordre de 130 000 fournisseurs actifs sur les 2 années écoulées, ce nombre traduit les efforts déployés par la filière Achats pour sécuriser la chaîne d'approvisionnement du Groupe, de manière proportionnée aux enjeux.

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Revue	Périmètre	Résultats
Accompagnement des fournisseurs	Nombre d'évaluations fournisseurs [2]	Annuelle	EDF SA, Arabelle Solutions, Dalkia en France, EDF power solutions, Edison, Enedis, Framatome, Luminus	• 5 083 évaluations incluant un aspect RSE • 681 évaluations RSE • 67 audits RSE

(1) Contrat EPC : *Engineering Procurement and Construction* : www.cmr-group.com/contrat-epc

(2) Le nombre d'audits et d'évaluation est défini en distinguant d'une part les contrôles documentaires à distance avec mode de preuve vérifiés par un tiers (évaluations) et les contrôles sur le terrain par un tiers certifié (audits) ; d'autre part les contrôles génériques qui intègrent un volet RSE et les contrôles dédiés à la thématique RSE. Les audits et évaluations sont menées soit avant le début d'un contrat (processus de qualification des fournisseurs), soit pendant la réalisation d'un contrat.

3.3.4 ESRS S3 – Communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités et s'engage également à organiser de façon systématique, et partout dans le monde, une démarche de **dialogue et de concertation**, transparente et contradictoire, autour de chaque nouveau projet lié à une installation mobilisant un budget de plus de 60 millions d'euros et ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement (voir la section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées »).

Le groupe EDF s'engage à contribuer au **développement des territoires** au sein desquels il opère par sa contribution en termes d'emplois locaux (dont les emplois solidaires et la formation), d'achats locaux et de création de valeur économique, et par sa contribution fiscale. Grâce à la diversité de ses offres de compétences et de services de proximité, le Groupe participe à la qualité de la vie économique et sociale des territoires où il opère. Dans les pays en développement, le groupe EDF s'engage tout spécialement en matière d'accès à l'énergie et de développement d'énergies bas carbone.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024 et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les impacts et risques suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

	IRO		Chaîne de valeur
●	Impact négatif	■□□	Amont
●	Impact positif	□■□	Opérations propres
●	Risque	□□■	Aval
●	Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Développement territorial [1] (voir les sections 3.3.4.4.2, 3.3.4.4.3, 3.3.4.5)	● ■■■ Contribution au développement	Le Groupe contribue au développement des territoires dans lesquels il est implanté à la fois en termes de création de valeur économique et fiscale, d'emplois locaux et d'achats locaux.	Court, moyen et long termes
	● □■□ Résilience des territoires	La mise en œuvre d'infrastructures peut contribuer à l'amélioration de la résilience des territoires, notamment dans les pays avec un faible taux d'accès à l'électricité.	Court, moyen et long termes
Droits humains (voir la section 3.3.4)	● *(1A)* ■■□ Atteintes aux droits des populations locales	Les activités de construction peuvent générer des déplacements de populations ou des conséquences négatives pour les communautés locales et en particulier autochtones liées à des consultations inadéquates.	Court, moyen et long termes
Sécurité et santé de tous (voir la section 3.3.4.4.1)	● *(1D, 1F, 1I, 2C)* ■■■ Sécurité et santé de tous (transverse aux normes S)	Les activités et éventuels accidents/incidents, dont ceux en lien avec la sûreté, sur toute la chaîne de valeur peuvent affecter la sécurité et santé des communautés locales (ex. accident lors de transport de matières premières, accidents d'exploitation, pollutions des sols/air/eau, génération de déchets, recours à des forces de sécurité).	Court, moyen et long termes

(1) Sous-thème spécifique défini par EDF.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Dialogue et concertation avec les parties prenantes (voir les sections 3.3.4.2, 3.3.4.3, 3.3.4.5)	● *(1A)* □■□ Insuffisance de concertation des parties prenantes	Les risques d'insuffisance des dispositifs d'implication et de concertation des parties prenantes pour la création et modification d'ouvrages peuvent mener à l'abandon de projets portés par le Groupe.

La construction et l'exploitation des infrastructures d'énergie peuvent avoir des conséquences négatives pour les communautés locales et l'environnement. Cela peut inclure des violations des droits humains, des déplacements de populations, et des risques pour la sécurité et santé des populations dues à la pollution de l'air, de l'eau et du sol, ainsi qu'aux accidents potentiels liés à diverses formes de production d'énergie. Par ailleurs, les chaînes d'approvisionnement et les processus de consultation inadéquats peuvent également avoir des impacts négatifs.

Le Groupe considère les intérêts, points de vue et droits des communautés affectées, y compris le respect des droits humains dans la détermination de sa stratégie et de son modèle économique, notamment via son **processus de dialogue** avec les communautés affectées. Un risque matériel pour le groupe EDF identifié à l'issue de l'analyse de double matérialité est celui du potentiel abandon de projets portés par EDF à la suite de la faible prise en compte ou la perception du manque de prise en compte des retours des consultations des communautés locales ou du débat public en France (intérêts des populations, élus) dans les décisions (voir la section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées »).

Un impact négatif potentiel sur les communautés affectées, pouvant naître d'un processus de dialogue inadéquat, a été identifié, notamment lors de la construction d'infrastructures dans certaines géographies. Via ce processus de dialogue avec les communautés affectées, le Groupe vise à éviter ou réduire la gravité des impacts matériels potentiels liés aux déplacements de populations ou aux activités et incidents affectant la sécurité et santé des communautés.

Dans le cadre de l'identification des impacts, risques et opportunités matériels en lien avec les communautés affectées, le Groupe a inclus l'ensemble des communautés affectées sur lesquelles le Groupe est susceptible d'avoir des impacts matériels. Les impacts peuvent ainsi affecter les communautés dans les cas de figure suivants :

- en grande majorité, les impacts positifs et négatifs peuvent affecter des communautés vivant ou travaillant à proximité des sites d'exploitation, installations ou autres lieux d'activité de l'entreprise, ou de communautés plus éloignées affectées par les activités menées sur ces sites (par exemple, dans le cas d'une potentielle pollution de l'eau en aval) ;
- certains impacts négatifs identifiés concernent des communautés se trouvant dans la chaîne de valeur de l'entreprise (par exemple, les communautés affectées par l'exploitation des installations des fournisseurs ou par les activités des prestataires de services de logistique ou de distribution) ;
- des impacts négatifs ont été identifiés pour des communautés se trouvant à l'une des extrémités ou aux deux extrémités de la chaîne de valeur (par exemple, au point d'extraction de métaux ou de minéraux, ou à proximité des sites de dépôt de déchets potentiellement radioactifs) ;
- un impact négatif a été identifié pour les activités de construction du Groupe comme pouvant particulièrement concerner des communautés locales ou autochtones et particulièrement dans certaines géographies.

Parmi les impacts négatifs identifiés, certains sont des impacts liés à des incidents ponctuels propres aux activités du Groupe ou à une relation d'affaires en particulier, par exemple les impacts sur la sécurité et santé des populations liés à des aléas ou accidents d'exploitation liés aux installations du Groupe. D'autres impacts négatifs sont des impacts étendus ou systémiques dans les contextes où EDF opère ou s'approvisionne ou dans ses relations d'affaires, par exemple les impacts sur la sécurité et santé des populations liés à la production de matières premières dans l'amont de la chaîne de valeur ou encore la présence en zone de conflits ou dans des régimes non démocratiques.

Le Groupe a identifié la manière dont les communautés affectées présentant des caractéristiques particulières, c'est-à-dire celles exerçant des activités ou vivant dans des contextes particuliers, ou présentant un caractère de vulnérabilité, peuvent être exposées davantage à un risque de préjudice, par exemple pour les peuples autochtones ou dans des régimes non démocratiques. L'identification de ces communautés a été réalisée via la revue documentaire, ainsi que via l'avis d'experts internes et externes.

Parmi les impacts positifs identifiés, on peut citer le **développement territorial et la création de valeur économique**, en termes d'emploi, de tourisme, de formation, de taxes et de redevances ; les achats locaux pouvant bénéficier aux entreprises à proximité, aux populations riveraines et aux autorités publiques des territoires où sont situées les installations du Groupe. Dans certaines géographies, le Groupe doit adapter ses installations au changement climatique, ce qui peut également bénéficier aux communautés locales. **À l'international, le Groupe développe des projets permettant l'électrification du pays et/ou sa transition énergétique** et peut permettre par ce biais d'améliorer l'accès à l'eau, à la santé, à l'éducation ou au développement économique.

Un risque matériel pour le groupe EDF, identifié à l'issue de l'analyse de double matérialité est celui du retard ou du potentiel abandon de projets portés par EDF à la suite de la faible prise en compte ou la perception du manque de prise en compte des retours des consultations des communautés locales ou du débat public en France (intérêts des populations, élus) dans les décisions. Ce risque est identifié sur le périmètre France et ne s'applique donc pas à l'ensemble des communautés affectées.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels identifiés ci-avant.

3.3.4.1 Politiques relatives aux communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales et populations autochtones concernées par ses activités, les IRO présentés ci-dessus sont couverts par les engagements Droits humains du Groupe (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées ») et par la politique Responsabilité sociétale du Groupe dans son engagement relatif à la responsabilité des territoires (voir la section 3.1 « Informations générales »).

3.3.4.1.1 Engagements vis-à-vis des communautés affectées

Le groupe EDF s'engage à ne pas porter atteinte aux droits des communautés locales concernées par ses activités (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées »).

3.3.4.1.2 Engagements vis-à-vis des populations autochtones

Le groupe EDF s'engage à respecter les spécificités et les droits des populations autochtones concernées par ses activités (voir les sections 3.3.1.1 « Engagements en matière de droits humains » et 3.3.1.1.3 « Les droits des communautés affectées » – sous-section « populations autochtones »).

3.3.4.2 Processus de dialogue avec les communautés affectées

3.3.4.2.1 Consultation, concertation et débat public

Le dialogue et la concertation sont l'un des engagements forts du groupe EDF en matière sociétale. En raison de son histoire, de ses missions de service public, de son rôle d'investisseur et d'exploitant d'installations énergétiques en France et à l'international, le groupe EDF capitalise une longue expérience d'écoute, de dialogue et de concertation avec une grande diversité de parties prenantes, de projets et de territoires.

Principes de dialogue et de relations dans les projets

L'ambition du groupe EDF est d'organiser autour de chaque nouveau projet, partout dans le monde, une démarche de dialogue et de concertation, transparente et contradictoire, impliquant les communautés locales et autochtones tout au long du cycle de vie des projets. Les modalités sont spécifiquement adaptées en fonction, d'une part, de la nature, de l'importance et de l'étape du cycle de vie des projets, et d'autre part, des parties prenantes, dont les communautés locales ou peuples autochtones concernés.

Pour tous les projets supérieurs à 60 millions d'euros, le groupe EDF déploie en 2025 comme les années précédentes, une approche sociétale qui s'appuie sur les principes de l'Équateur [1] en matière d'identification et de participation des parties prenantes, en portant une attention toute particulière aux communautés locales et peuples autochtones. Les impacts de chaque projet font l'objet d'une diligence raisonnable environnementale et sociale, incluant un volet droits humains.

Le dialogue et la concertation sont initiés le plus en amont possible des projets, tout comme les mécanismes publics de réclamation et de reporting. Le dialogue se fait directement avec les communautés affectées ou avec leurs représentants légitimes ou encore avec des mandataires en fonction des projets et de leur contexte réglementaire et local (voir les sections 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations » et 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »).

(1) Voir le site internet equator-principles.com.

Un mécanisme public de réclamation est mis en place à un stade précoce du projet. Un reporting public est assuré. Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein de guides pratiques.

Consultation spécifique des peuples autochtones

Les peuples autochtones peuvent constituer des groupes vulnérables parmi les communautés concernées par un nouvel aménagement. Les projets sont ainsi soumis à un processus de consultation éclairée, respectant les droits et protections dont bénéficient les peuples autochtones dans le cadre du droit national et international. Les circonstances particulières qui exigent un consentement libre, préalable et éclairé (CLIP ou FPIC – *Free, Prior and Informed Consent*) des peuples autochtones peuvent notamment concerner :

- les projets ayant un impact sur les terres et les ressources naturelles soumises à la propriété traditionnelle ou à l'usage coutumier de ces peuples ;
- les projets nécessitant le déplacement de peuples autochtones ;
- les projets ayant des incidences importantes sur le patrimoine culturel essentiel à l'identité de ces peuples.

Dispositifs d'écoute et de dialogue avec les parties prenantes en France

Les formes de dispositifs d'écoute, de dialogue et de concertation mis en œuvre par EDF sont multiples. Ils sont toujours adaptés à la singularité, au contexte et aux spécificités de chaque projet et du territoire. Une grande diversité d'outils est utilisée, depuis les baromètres d'opinion jusqu'aux dispositifs d'écoute des parties prenantes, menés sous forme d'enquêtes (sondages et questionnaires en ligne principalement) dans le cadre de procédures réglementaires ou volontaires de dialogue.

EDF élabore des dispositifs de dialogue territorial qui permettent l'association des publics en continu autour des projets, chantiers et installations exploitées par le groupe EDF. Selon l'envergure et la durée des projets, d'autres formats ou dispositifs de concertation sont organisés pour informer et associer les publics en amont, pendant et après la réalisation des projets : concertation volontaire, concertation préalable, concertation continue ou de débats publics [1] sous l'égide de la Commission nationale du débat public (CNDP).

À l'issue de ces dispositifs de concertation, une procédure réglementaire d'enquête publique intervient dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation des projets.

3.3.4.2.2 Structuration du dialogue avec les parties prenantes

En France, les démarches de dialogue et de concertation sont structurées au sein des organisations d'EDF pour adresser les différentes parties prenantes : acteurs de la société civile, clients, fournisseurs, salariés et représentants du personnel, partenaires, autorités, actionnaires, etc. (voir la section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes »). Ainsi, les différents niveaux d'EDF sont impliqués : Comité exécutif, grandes Directions Métiers, Unités (d'exploitation) régionales et locales, équipes opérationnelles en charge du développement des projets. Par ailleurs, la Direction des territoires et de l'action régionale (DTAR) noue un dialogue transversal et de coordination interne et de dialogue avec des parties prenantes des territoires au plus près des projets et des activités opérationnelles du Groupe.

Au niveau international, chaque filiale consolidée déploie les principes de dialogue et de consultation du Groupe au travers de sa propre organisation locale.

L'amélioration continue des pratiques de dialogue et de concertation

Le groupe EDF a développé un processus d'amélioration des pratiques de dialogue et de concertation, au travers :

Du développement des compétences des managers et des chefs de projet :

Une offre de formations transverses vise à développer chez les salariés la connaissance des parties prenantes, l'appropriation des enjeux et la maîtrise des pratiques de dialogue et de concertation. Ouverte à toutes les directions et filiales France du groupe EDF, elle s'adresse tout particulièrement aux responsables en relation avec les parties prenantes : chefs de projet, managers, délégués territoriaux, communicants et membres des Délégations régionales.

EDF a mis en place un site intranet pour partager les expériences entre les équipes projet. Il s'agit d'un outil collaboratif, de partage des connaissances sous forme d'une base de données. Elle regroupe des documents, référentiels, méthodologies, retours d'expérience sur les démarches conduites pour les projets nucléaires, thermiques, hydroélectriques ou renouvelables. Le détail de la doctrine en matière de dialogue, de concertation et de relation aux parties prenantes du Groupe est décliné au sein d'une collection de guides pratiques. Ces canaux de partage permettent de diffuser des enseignements, de capitaliser sur les bonnes pratiques, de développer les compétences afin d'améliorer constamment les processus, outils et actions de dialogue et de concertation.

De la mise à disposition d'une expertise de haut niveau :

La R&D du groupe EDF dispose depuis trente ans d'une expertise pointue en matière d'acceptabilité locale des ouvrages et y dédie une partie de sa recherche-action. Cette compétence accompagne le Groupe dans la compréhension des enjeux d'acceptabilité, notamment sur les aspects environnementaux et sociétaux. Par ailleurs, une Direction Dialogues et Concertations Groupe a été créée pour conseiller et accompagner les différents métiers et filiales dans leur stratégie de concertation.

L'efficacité des actions de concertation est principalement mesurée au travers des bilans de concertation réalisés par la Commission nationale du débat public sous forme d'analyse croisée ou des retours d'expériences. Par exemple, un débat public sur le projet d'usine de recyclage de métaux très faiblement radioactifs, le Technocentre de Fessenheim [2], s'est déroulé du 10 octobre 2024 au 7 février 2025 sous l'égide la CNDP. Ce projet vise à traiter et à recycler les déchets métalliques issus du démantèlement des installations nucléaires et considérés comme des déchets très faiblement radioactifs (TFA), ne touchant pas directement le réacteur (comme les générateurs de vapeurs pouvant être revendus, après traitement, à des fonderies sous forme de lingots) grâce à un procédé de fusion-décontamination déjà mis en œuvre en Suède par Cyclife, filiale d'EDF (voir section 1.4.1.1.2.3 « Les enjeux du nucléaire » - « Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF »). Ce projet d'économie circulaire permettra d'économiser 40 % de CO_2 par rapport à une solution de simple stockage de ces déchets, comme c'est le cas actuellement, et à la production classique de métaux.

À l'issue de ce débat public, qui se positionne en amont du processus de décision, EDF a décidé de poursuivre le projet Technocentre. Le 23 juillet 2025, la CNDP a nommé deux garants pour la concertation continue qui se déroulera jusqu'à l'enquête publique. EDF prépare les dossiers de demandes d'autorisations associées, principalement le dossier de demande d'autorisation environnementale (DDAE), ainsi que le dossier de demande de dérogation prévu au Code de la santé publique et la demande de permis de construire, dont les dépôts sont envisagés pour mi-2026.

EDF poursuivra et complétera les études engagées en vue de préciser et d'optimiser l'impact environnemental du projet. Un travail sera également engagé avec les acteurs socio-économiques locaux et les collectivités territoriales concernant l'insertion du projet au bénéfice du territoire sur les thématiques de l'emploi local, de la formation, de la visibilité sur les marchés à venir, des synergies envisageables au sein du Groupe, de l'organisation du chantier et des transports.

EDF s'engage ainsi à mettre en place des dispositions pour continuer à informer et à échanger sur le projet et ses enjeux, au fur et à mesure de son avancement.

(1) impactons.debatpublic.fr/debat-public/qu-est-ce-qu-un-debat-public/index.html
(2) https://www.debatpublic.fr/sites/default/files/2025-04/CNDP-Fessenheim_CR.pdf

3.3.4.3 Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations

Les dispositifs de recueil et de traitement des plaintes, alertes, signalements et réclamations, sont mis en place au niveau du Groupe [1] (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF ») et accessible pour chaque projet. Ces dispositifs sont accessibles à toute personne potentiellement impactée par les activités du Groupe et garantissent la confidentialité des alertes et des alerteurs. Par ailleurs, des dispositifs de collecte et de traitement des questions sont également mis en place localement.

Au niveau international, chaque projet met en place un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes (MGRP).

Au Malawi, le consortium auquel participe EDF développe le projet Mpatamanga de construction d'une centrale hydroélectrique de 361 MW, lancé par le gouvernement, qui a débuté en 2022 avec une mise en service prévue en 2030. Ce projet dispose d'un mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes permettant aux parties prenantes d'adresser à la société de projet MHPL (Mpatamanga Hydro Power Limited, société de droit malawien) leurs requêtes, plaintes et questions. Celles-ci peuvent être adressées de différentes manières :

- en physique auprès d'un membre de MHPL, au ministère de l'Énergie à Lilongwe ou auprès d'un membre d'un GVGRC (*Group Village Grievance Redress Committee* [2]) ;
- par téléphone, SMS ou WhatsApp ;
- par courrier ou courriel.

Les requêtes et les plaintes sont triées selon leur catégorie afin d'être traitées par MHPL et GVGRC :

- les plaintes sont traitées selon la procédure classique de gestion des requêtes et des plaintes décrites selon le schéma ci-dessous ;
- les incidents sont traités selon la procédure de règlement des incidents ESHS (*Environmental, social health and safety*) ;
- les violences basées sur le genre, le harcèlement, l'exploitation et les abus sexuels sont adressés à partir de la procédure GBV (*Gender-Based Violence*) ;
- les questions, remarques et commentaires sont adressés selon le processus de gestion QCC (*Questions, Comments & Concerns*). MHPL informe les parties prenantes de l'existence de ce mécanisme grâce aux GVGRC sur le terrain ainsi que par la diffusion d'informations au cinéma communautaire et autres médias. Depuis le début du projet, 37 plaintes ont été reçues, dont 34 ont été résolues et 3 encore en cours de résolution à fin 2025.

Dans le cadre de l'engagement du gouvernement saoudien en matière d'énergies renouvelables, un consortium composé d'EDF power solutions et de ses partenaires développe un projet photovoltaïque solaire de 1,1 GW situé dans le gouvernorat d'Al Henakiya, qui figure parmi les plus grandes centrales solaires au monde. Les travailleurs migrants constituent la majorité de la main-d'œuvre sur le site. Le projet a mis en place une procédure et un mécanisme de traitement des plaintes. Ce mécanisme propose une matrice de signalement et d'escalade communiquée à tous les employés du site lors de leur formation HSE.

L'encouragement au signalement et l'introduction d'un outil numérique permettant l'anonymat ont été mis en œuvre. Le projet instruit tous les signalements, avec des réunions hebdomadaires et mensuelles pour garantir leur clôture dans les délais impartis. À fin 2025, le projet a enregistré 72 plaintes, avec un taux de résolution de 97 %. Plus de 50 % de celles-ci concernent des problèmes de non-paiement ou de retenues sur salaire, le reste concernant le bien-être et les conditions d'hébergement. Le projet travaille en coordination avec l'EPC pour définir et suivre la mise en œuvre des mesures appropriées dans les délais impartis.

Inclusion des organisations de la société civile

Dans le cadre du projet d'aménagement hydroélectrique KIKOT-Mbebe, au Cameroun, dont la construction devrait commencer en 2026, un processus spécifique a été mis en place pour permettre aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations. Ce processus inclut la création d'une plateforme dédiée aux organisations de la société civile (OSC) qui compte 21 organisations actives dans les domaines suivants : la protection des droits des communautés riveraines des projets, la promotion de la santé, le genre et la lutte contre les violences basées sur le genre, le développement local, la protection des ressources naturelles, la préservation des patrimoines culturels matériel et immatériel des communautés.

Par exemple, l'OSC Green Development Advocates (GDA) mène des actions de sensibilisation auprès des communautés impactées par le projet ; leurs remontées portaient principalement sur :

- l'emprise du projet et les potentielles erreurs de délimitation lors du travail des commissions cadastrales ;
- des menaces que pourraient subir certains des représentants des communautés impactées ;
- l'analyse du mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes.

À la suite de ces remontées, des actions ont été mises en œuvre en collaboration avec GDA :

- la vérification sur le terrain de l'emprise du projet et la confirmation des données cadastrales ;
- le lancement du processus de révision du mécanisme de gestion des requêtes et des plaintes du projet ;
- la sensibilisation des équipes du projet sur la protection des lanceurs d'alerte et des défenseurs des droits de l'homme et de l'environnement.

Concernant l'OSC Global Village Cameroun (GVC), une sensibilisation des communautés sur la réinstallation involontaire a été effectuée via la réalisation et la diffusion d'un film documentaire dans les villages impactés. Le projet a apporté un soutien financier de 70 % sans s'ingérer dans cette action, afin de garantir l'indépendance de l'OSC.

3.3.4.4 Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées

3.3.4.4.1 Sécurité et santé de tous

Le groupe EDF s'engage en faveur de la sécurité et santé de tous. À ce titre, le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique, de politiques santé pour ses salariés et ses sous-traitants (diminuer les accidents, éradiquer les accidents mortels, développer la gestion des risques psychosociaux, adapter les modes d'organisation du travail, garantir un haut niveau de protection sociale), d'offres commerciales liées au bien-être, de qualité de l'air, et de réduction des nuisances (voir la section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur », paragraphe « Respect de la sécurité et de la santé de tous »).

Pour tenir cet engagement, les actions mises en œuvre sont décrites dans chaque partie correspondante, à savoir :

- **sûreté :** pour le détail des actions permettant d'assurer l'exploitation des installations des centrales nucléaires et hydrauliques en toute sûreté, voir la section 3.4.5.3 « Sûreté » de la norme G1 ;

(1) www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/programme-ethique-et-conformite/dispositif-dalerte-groupe

(2) *Group Village Grievance Redress Committee* (GVGRC) : comité formé au niveau d'un village impliqué dans la gestion des plaintes des communautés impactées par le projet. Un GVGRC est formé d'un membre du comité de développement du village, de deux personnes affectées par le projet, d'un représentant de la police communautaire, des femmes, des jeunes et de l'organisation religieuse locale ainsi que d'un membre du *National Resource Management Committee*, d'un travailleur et du chef du village.

- **pollution :** pour le détail des actions permettant d'éviter ou réduire des impacts négatifs significatifs liés à l'introduction de substances, vibrations, chaleur, bruit, lumière ou tout autre contaminant présent dans l'air, l'eau ou le sol susceptible d'avoir un effet sur la santé des communautés, voir la norme ESRS E2 dans la section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution » ;
- **biodiversité :** pour le détail des actions visant à éviter, réduire ou compenser des atteintes à la biodiversité susceptible d'avoir un effet sur la santé des communautés, voir la norme ESRS E4 dans la section 3.2.5 « ESRS E4 – Biodiversité et écosystèmes ».

3.3.4.4.2 Les projets en France et à l'international

Voir les sections 3.3.3.4.4 « Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets » et 3.3.3.4.4.1 « Le processus de décision d'investissement du Groupe ».

3.3.4.4.2.1 Projets en France faisant l'objet de concertations réglementaires ou volontaires

Les projets en France peuvent faire l'objet de deux procédures ; une réglementaire sous l'égide de la CNDP (débat public ou concertation préalable) ou volontaire à l'initiative du porteur de projet (concertation volontaire ou dialogue territorial) (voir la section 3.3.4.2.1 « Consultation, concertation et débat public »).

Concertation réglementaire avec garants : le projet Take Kair

Ainsi, Hynamics, filiale d'EDF, a conduit une concertation préalable, sous l'égide de garants de la Commission nationale du débat public, du 16 décembre 2024 au 9 mars 2025 pour construire et exploiter à Donges (Pays de la Loire) une usine de production d'e-carburant. L'usine Take Kair permettra de fabriquer de l'hydrogène renouvelable et bascarbone. L'hydrogène produit sera combiné au CO_2, capté sur les fumées de la cimenterie Holcim Lafarge, par le biais des procédés physico-chimiques avant d'être raffiné. En sortie d'usine, 50 kt/an d'e-fuel seront fabriquées dont 37,5 kt/an d'e-kérosène de synthèse répondant au critère européen de SAF (*Sustainable Aviation Fuel*) bas carbone et permettant de contribuer à la décarbonation du secteur aérien [1] avec plus de 200 emplois à terme, ainsi que plusieurs milliers d'autres pendant la construction.

Cette concertation comprenait les éléments suivants :

- les supports d'information ;
- 10 rencontres en présentiel ont été organisées (réunions d'information, rencontres de proximité, tables rondes) mobilisant plusieurs centaines de personnes ;
- plus de 1 200 connexions ont été comptabilisées sur le site internet, et 44 contributions en ligne et 33 avis par voie postale ont été reçus ainsi que 8 cahiers d'acteurs.

Hynamics souhaite poursuivre ce projet et a engagé une concertation continue, depuis le 2 juillet 2025.

Concertation volontaire

En termes de concertation volontaire (ou dialogue territorial) autour du projet Montezic 2 [2], en l'attente de l'aboutissement de la réforme française des concessions hydro-électriques, les équipes d'EDF sont mobilisées pour dialoguer avec les acteurs du territoire en prévision du lancement du projet. Cette STEP de 466 MW (en complément de celle existante d'une puissance de 910 MW) permettra de stocker l'énergie produite durant les heures de faible consommation et restituera aux heures de pointe l'équivalent de la consommation annuelle de 280 000 habitants.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie, qui définit la trajectoire permettant à la France d'atteindre la neutralité carbone en 2050, prévoit l'installation en France métropolitaine de + 1,7 GW de STEP pour assurer l'équilibre du réseau électrique. Montezic 2 permettrait d'atteindre 25 % de cet objectif.

Afin d'accueillir le chantier dans les meilleures conditions, un dialogue territorial en partenariat avec les collectivités locales, les acteurs du territoire et les riverains a été lancé en octobre 2023 ; il était composé de plusieurs séquences d'ateliers participatifs dans l'objectif de mettre à profit l'intelligence collective au service de la construction de projets de développement du territoire en accompagnement du chantier. Les principales questions qui ont guidé les réflexions concernaient la préservation des riverains vis-à-vis des nuisances du chantier, l'accueil des salariés venant travailler durant la durée du chantier et le développement du tourisme pendant et après ce dernier. Ce dialogue se poursuit avec la constitution de quatre groupes de travail composés de professionnels et d'élus du territoire afin de concrétiser ces idées comme la création de nouvelles lignes de transports dédiées aux travailleurs, le développement de l'offre touristique, la mise en place d'un itinéraire cyclable pour relier les usines et leurs retenues dans la vallée de la Truyère, ou encor la création d'une organisation dédiée à la gestion de l'offre et de la demande d'hébergements entre particuliers et salariés du chantier.

3.3.4.4.2.2 Projets internationaux

À l'international, les projets développent, en fonction du contexte, un Plan d'engagement des parties prenantes (PEPP), consistant à identifier les parties prenantes pertinentes et à déterminer, informer et recueillir les avis de ces dernières, d'y répondre et d'impliquer les communautés locales et autochtones tout au long du cycle de vie des projets.

Au Cameroun, le projet Nachtigal, intégrant une centrale hydroélectrique de 420 MW dont la construction a démarré en 2019 et qui a été mise en service en mars 2025, a déployé un PEPP sur l'ensemble des phases du projet. Les principales parties prenantes identifiées sont les suivantes : les PAP – personnes affectées par le projet (agriculteurs, pêcheurs, mareyeuses, exploitants, sableurs), les jeunes, les femmes, les collectivités locales décentralisées, les chefs de circonscriptions, les autorités traditionnelles (chefs de villages, notables), les communautés locales, les ministères et les responsables d'établissements scolaires.

Le PEPP a comporté différentes stratégies d'engagement des parties prenantes :

- des réunions d'information et de consultation pour les personnes affectées par le projet, les personnes vulnérables, les responsables des organisations locales, les chefs de villages, les maires et les responsables d'établissements scolaires ;
- des réunions de sensibilisation sur des sujets de sécurité et santé à destination des écoles, des associations locales et des entreprises ;
- des campagnes ciblées (par téléphone, SMS, courriels) dédiées aux administrations centrales et locales, aux associations locales afin de les inviter à assister aux réunions d'information ;
- des forums de concertation communautaire organisés dans les villages ;
- la définition d'un cadre de concertation territorial avec les maires, les conseillers régionaux et municipaux ;
- un « focus groupe » à destination des personnes vulnérables et des pêcheurs ;
- des visites de terrain et rencontres avec les populations riveraines et les constructeurs.

Au total, plus de 140 réunions ont été organisées avec les parties prenantes sur des sujets de réinstallation, restauration des moyens d'existence, formation, développement économique et sensibilisation. Des modes de communication ont également été définis dans le PEPP, incluant une correspondance directe, des affiches et flyers, le site internet de Nachtigal, les réseaux sociaux, un groupe WhatsApp à destination des autorités administratives et municipales, la radio locale avec une émission mensuelle, ainsi que des panneaux d'affichage.

(1) Cibles d'incorporation de SAF dictées par le règlement « ReFuelEU Aviation (2023).
(2) https://www.youtube.com/watch?v=OBQ7tQzBihA

Au Chili, EDF power solutions promeut le plus tôt possible l'installation de relations communautaires avec les parties prenantes identifiées dans les zones d'intérêt des projets. Par exemple, à Quebrada Locayo Wind Farm et Fénix Wind Farm (deux projets éoliens en cours de développement), EDF power solutions travaille avec des consultants en relations communautaires avant le début de l'évaluation environnementale du projet. Dans le cas où des peuples autochtones sont identifiés, EDF power solutions déploie un dialogue précoce avec ces communautés en tenant compte de la convention 169 de l'OIT, comme par exemple pour le projet Fénix Wind Farm avec les communautés mapuches.

3.3.4.4.3 Des bénéfices pour les populations locales

Le Groupe contribue également au développement local par l'emploi, l'impôt, les achats, mais également par de nombreuses initiatives en faveur de la dynamisation du territoire, ainsi que par son action en matière d'accès à l'énergie dans les pays en développement.

Création de valeur dans les territoires

À l'échelon local, le Groupe déploie de très nombreuses initiatives pour contribuer à la dynamisation du tissu économique, social et humain en France (voir la section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »).

La politique Fournisseurs et Achats du Groupe privilégie l'ancrage local, la création de valeur dans les territoires et la collaboration avec les fournisseurs (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique Fournisseurs et Achats »).

Plus de 95 % des achats sont réalisés en France grâce, en particulier au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99 % dans l'Association européenne de libre-échange).

Dans le domaine nucléaire, les centrales de production d'électricité ont accompagné, depuis leur construction, le développement et l'aménagement des territoires. EDF inscrit son ancrage territorial dans la durée et favorise, autour de chaque usine, le développement de filières de formations lui permettant de recruter prioritairement au niveau local.

Dans les limites du respect du Code de la commande publique, les entreprises locales sont également informées et invitées à participer aux appels d'offres territoriaux et à faire évoluer leur savoir-faire et leurs qualifications, afin de nouer des partenariats durables avec le Groupe.

Moteur de l'attractivité locale, un emploi direct d'EDF dans un territoire d'implantation d'une centrale de production d'électricité contribue à soutenir près de deux emplois indirects.

À l'échelle nationale, les activités de la Direction de la Production Nucléaire et Thermique d'EDF réalisent 4,4 Mds€ d'achats en France et soutiennent plus de 161 000 emplois.

Autour de chacune de ses usines, EDF anime un dialogue ouvert et transparent avec ses parties prenantes. Le Groupe rend compte de ses actions dans les instances locales dédiées et ouvre les portes de ses sites de production aux riverains et au grand public, représentant près de 500 000 visiteurs par an.

Concernant l'activité hydraulique, présente au cœur des vallées depuis parfois plus de 100 ans, EDF est un atout majeur pour le développement économique des territoires. Gestion des crues, accès sécurisé à la ressource en eau pour les activités économiques industrielles ou agricoles, soutien des débits lors des étiages, développements touristiques importants, etc., les ouvrages hydroélectriques sont tout autant des ouvrages de production d'énergie renouvelable que des outils en faveur du développement et de l'aménagement des territoires. Conscient de ces enjeux, EDF Hydro a la volonté de développer la valeur créée dans les territoires où elle est présente. Cela se traduit notamment par la contractualisation autant que possible avec des prestataires locaux (voir la section 1.4.1.3.1 « Production hydroélectrique en France »).

Le programme « une rivière, un territoire » travaille depuis 2012 avec les tissus industriels des vallées hydrauliques pour faciliter l'accès des TPE-PME aux marchés d'EDF Hydro. Grâce aux prêts portés par le fonds d'investissement, ce programme de proximité est également un outil en faveur du développement territorial. Depuis son lancement, environ 90 entreprises ont été soutenues par le fond et 780 emplois ont été créés ou sauvegardés.

La Direction des Achats Groupe est également présente auprès des Directions de l'action régionale (DTAR) pour promouvoir les partenariats entre EDF et ses fournisseurs locaux, notamment au travers des chambres de commerce et d'industrie. La DTAR, présente dans les 12 régions françaises via ses Directions Action Régionale, assure la promotion des partenariats entre EDF et ses fournisseurs locaux vers l'ensemble des acteurs économiques notamment au travers des chambres de commerce et d'industrie. L'action vise à porter à connaissance nos politiques industrielles Groupe auprès des acteurs économiques locaux, permettant à chacun de mieux appréhender les intentions, volumes et marchés susceptibles d'être adressés dans les années futures dans le respect des règles de la commande publique et du droit de la concurrence. Avec les filières métiers concernées, le partage de ces enjeux avec le monde académique et les entités en charge du développement économique permettent d'anticiper l'évolution des tissus industriels et des compétences requises.

Par ailleurs, les Directions Action Régionale portent auprès des métiers du Groupe l'intérêt à associer, chaque fois que cela est possible, les tissus économiques locaux dans le cadre de leur activité d'achat, de recrutement, de formation, de reconversion dans le respect de l'indépendance de gestion des filiales et notamment de celles relevant de l'activité régulée du Groupe.

En France, la politique Fournisseurs et Achats incite également à recourir au secteur adapté et protégé (STPA) et aux structures d'insertion par l'activité économique (SIAE). Les entités françaises du Groupe usent pleinement des possibilités offertes par la directive 2014/25/UE sur les réservations de certains achats à ces secteurs. En 2025, les achats d'EDF au secteur solidaire ont atteint un montant de 40,3 millions d'euros (au périmètre EDF SA, Dalkia, Enedis, Framatome).

De plus, le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1 milliard d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales. Plus d'informations, sur la politique fiscale du Groupe, sont disponibles dans la section 3.4.2.4 « Politique fiscale – Contribution au développement par l'impôt ».

À l'international, dans le cadre de la construction de la centrale hydroélectrique Nachtigal (voir la section 3.3.4.4.2.2 « Projets internationaux »), le projet a accéléré le développement socio-économique de la région sur quatre axes :

- la santé : construction d'un service de radiologie, dotation d'une ambulance médicalisée, construction d'une mini-centrale à oxygène au centre des urgences de l'hôpital de district d'Obala, campagnes de sensibilisation (lutte contre l'onchocercose...) ;
- l'accès à l'eau : création de comités d'arrondissement de gestion du fonds eau et électricité en vue de la construction de forage et du renforcement du circuit électrique dans 18 villages de la zone du Projet ;
- l'éducation et développement professionnel : construction et équipement de salles de classes, remise de bourses d'études universitaires et admission en stage de dix jeunes de la communauté au sein de NHPC ;
- le développement d'activités génératrices de revenus : construction de commerces, appui aux projets économiques d'associations de femmes.

Le Projet a également permis de soutenir l'emploi local, avec, pendant la phase de construction, l'emploi de 151 travailleurs dont 89,4 % de nationaux et 11,9 % de femmes et le recrutement, au sein de NHPC, de 119 employés dont 95 % de nationaux et 32,8 % de femmes.

L'empreinte emploi d'un territoire, d'un projet ou d'un champ d'activité se décompose en impacts directs (voir la section 3.3.2.4.1.1 « Le groupe EDF, l'un des principaux recruteurs industriels »), indirects (impact des achats d'EDF sur l'ensemble de sa chaîne de fournisseurs) et induits (impact de la consommation des salariés et des fournisseurs, et emplois induits par les impôts et taxes). Les salariés d'EDF, et les salariés de la chaîne de fournisseurs, consomment une partie de leur salaire sur le territoire et payent des impôts et taxes.

Par son activité, EDF contribue au développement économique des territoires au sein desquels elle opère, y compris dans un contexte d'activités ou territoires en décroissances.

L'étude menée en 2025 montre qu'environ 369 000 emplois (dont près de 66 800 emplois directs) sont soutenus par EDF en France. Sur l'ensemble du territoire français, un emploi direct génère environ 4,5 emplois indirects et induits.

Environ 1,2 % des emplois français sont ainsi « soutenus » par EDF.

Pour les activités ou territoires en décroissance

Une solidarité renforcée lors de l'arrêt de centrales

Le Groupe accompagne les fermetures de site en mettant en place des dispositifs de redéploiement adaptés à chaque situation permettant de proposer aux salariés concernés par ces cessations d'activité des solutions sur le bassin d'emploi local lorsque cela est possible.

Des concertations spécifiques négociées avec les organisations syndicales encadrent les fermetures des centrales du parc de production et prévoient les dispositifs d'accompagnement financiers particuliers. Ces fermetures sont accompagnées d'actions pour développer de nouvelles activités économiques locales, afin de compenser les pertes d'emplois et de revenus fiscaux des communes hébergeant ces installations.

L'accompagnement de la reconversion industrielle et à la réindustrialisation

Le 3 mars 2025, EDF a lancé deux appels à manifestation d'intérêt (AMI) pour proposer ses terrains à des entreprises du numérique souhaitant implanter de nouveaux centres de données (*datacenters*) sur les sites de Montereau-Vallée-de-la-Seine en Seine-et-Marne, La Maxe et Richemont en Moselle, d'anciens sites de production thermique raccordés au réseau électrique. Ces AMI ont fait l'objet de décisions d'attribution en juillet 2025 et visent à déployer de nouveaux moyens de calcul pour des *datacenters* d'Intelligence artificielle dont les puissances totales avoisineraient le gigawatt de puissance électrique. EDF est entrée en négociations exclusives avec des opérateurs, lesquels se sont engagés à un impact mesuré de leur activité notamment sur le non-usage de l'eau.

A Aramon, le Groupe est intégré dans le programme national de réindustrialisation par et pour les territoires, lancé en 2018 et prolongé pour la période 2023-2027, appelé Contrats territoires d'industrie (CTI). Cette initiative s'inscrit dans le cadre d'une stratégie de reconquête industrielle et de développement des territoires notamment. Elle vise à mobiliser de manière coordonnée les leviers d'intervention qui relèvent de l'État et de ses opérateurs, des collectivités territoriales, des établissements publics ou des entreprises, au service de l'industrie et de leur territoire.

En Île-de-France, le site de Porcheville qui hébergeait des centrales de production au charbon et au fioul accueillera bientôt une ferme photovoltaïque, développée en collaboration avec la région Île-de-France et des batteries de stockage d'énergie pour reconvertir le site et décarboner le territoire. Le projet « Bords de Seine Durables » accompagne la décarbonation et la réindustrialisation du territoire de la communauté urbaine Grand Paris Seine et Oise (GPSEO), la plus vaste de France avec 73 communes et 410 000 habitants. EDF s'est engagée dans ce projet en parallèle de la déconstruction de la centrale thermique de Porcheville, en mobilisant les acteurs locaux autour de solutions énergétiques durables. Une trentaine d'industriels, parmi les 70 identifiés, ont manifesté leur intérêt. Ces entreprises représentent des secteurs stratégiques pour le territoire et sont directement impliquées dans les réflexions autour de la transition énergétique. Le projet vise à les accompagner dans l'adoption de solutions comme la récupération de chaleur fatale, la géothermie, le photovoltaïque ou encore les contrats d'énergie à long terme. Leur mobilisation est essentielle pour faire émerger une dynamique collective de décarbonation et renforcer l'ancrage industriel local. Le port de Limay, premier port fluvio-maritime d'Île-de-France, est également un acteur clé du projet. Il bénéficie d'une desserte multimodale et accueille 23 entreprises dans des secteurs variés (valorisation, logistique, agro-industrie, BTP, etc).

Accès à l'énergie dans les pays en développement

La plupart des grands projets d'EDF visent à améliorer l'accès à l'énergie aux échelles locale, régionale et nationale, *a fortiori* en Afrique et en Asie, comme le projet de barrage hydroélectrique de Nachtigal au Cameroun.

EDF power solutions développe notamment des projets *off-grid* pour permettre la fourniture de services électriques à des particuliers ou des très petites entreprises, pour l'essentiel situés en Afrique comme ZECI en Côte d'Ivoire ou Bboxx au Togo (voir la section 1.4.5.4.1.4« Afrique »).

À fin 2025, le nombre total de clients *off-grid* est d'environ 640 000, soit 80 000 clients supplémentaires par rapport à 2024.

En Afrique, EDF power solutions développe principalement trois types de services :

- les systèmes solaires domestiques (*solar home systems*), systèmes photovoltaïques autonomes qui reposent sur des panneaux solaires et des batteries, permettant aux populations éloignées et non raccordées au réseau électrique de répondre à leurs besoins énergétiques de base. Ils sont souvent vendus en lots avec des appareils à faible consommation d'énergie, tels que des lampes, des radios, des ventilateurs ou des télévisions ;
- les pompes solaires, qui permettent aux petits exploitants agricoles dans les zones non raccordées au réseau d'irriguer leurs terres en utilisant une énergie durable ;
- les mini-réseaux (*mini-grids*), systèmes de production et de distribution électrique de moins de 10 mégawatts (MW) qui desservent les clients via un réseau de distribution local.

EDF power solutions développe également des activités en Amérique du Sud, notamment au Pérou avec Amazonas Energía Solar (AESOLAR). Fondée en 2021, AESOLAR développe des projets solaires photovoltaïques et des systèmes de stockage pour les zones isolées, avec un portefeuille de 10 projets totalisant 50 MWp et 100 MWh. Dans ces zones, l'électricité dépend de générateurs diesel, avec un service limité ou des coupures fréquentes. AESOLAR cherche à améliorer la sécurité énergétique et à réduire l'utilisation d'énergie thermique polluante, qui constituait la seule source d'énergie pour 9 des 10 villes concernées. Actuellement, 5 centrales sont en fonctionnement dans les villes de Purús, Atalaya, San Lorenzo, Requena et Tamshiyacu ; 2 sont en construction à El Estrecho et Caballococha ; et les 3 dernières sont en développement à Contamana, Orellana et Lagunas.

La réduction de l'utilisation des centrales thermiques permet de diminuer significativement la pollution liée à la production d'électricité. Elle permet notamment de limiter la pollution de l'air au niveau local en réduisant les émissions de CO_2 tout au long de la durée de vie des projets. On estime qu'au cours des 20 premières années d'exploitation des dix projets, 540 205 tonnes équivalent CO_2 seront évitées. De plus, ces projets permettent de réduire les nuisances sonores générées par les centrales thermiques existantes, souvent situées au centre des villes, affectant non seulement la qualité de vie des habitants, mais perturbant également la faune locale. Grâce à une alimentation continue et fiable 24 heures sur 24, ces projets facilitent le développement économique des localités et améliorent la qualité de vie des populations, tout en générant des emplois directs. La mise en œuvre de ces centrales solaires permettra de produire une énergie fiable, améliorant le développement économique et la qualité de vie des habitants, comme l'éclairage public pour la sécurité, la disponibilité de services publics et la bonne conservation des aliments et des vaccins grâce à la réfrigération.

L'action de mécénat du Groupe complète ce dispositif

En matière d'accès à l'énergie à l'international, le groupe EDF intervient également sous le régime du mécénat au travers de la Fondation groupe EDF. Cette dernière soutient des structures d'intérêt général intervenant à l'international et met à disposition des volontaires, salariés d'entités du groupe EDF, pour la réalisation de missions dans ce cadre. Le Groupe intervient également via des partenariats avec des associations telles qu'Électriciens sans frontières et Énergies sans frontières, et enfin au travers de partenariats animés par ses filiales. Électriciens sans frontières et Énergies sans frontières, dont EDF et Enedis sont partenaires, luttent contre les inégalités d'accès à l'électricité et à l'eau dans le monde.

En 2025, la Fondation groupe EDF a soutenu 30 projets à l'international, pour un montant total de 3,2 millions d'euros sur une base pluriannuelle. Ce montant inclut, au titre de 2025, 1,3 million d'euros engagés sur des projets et 0,3 million d'euros dans le cadre de deux partenariats avec les associations Électriciens sans Frontières et Énergies sans Frontières, ainsi qu'un soutien d'urgence de 0,05 M€.

Parmi ces soutiens, 7 projets et les deux partenariats avec Électriciens sans Frontières et Énergies sans Frontières, représentant un soutien financier total de 0,6 M€, ont utilisé notamment l'électricité comme un vecteur d'accès à l'eau, à l'éducation, à la formation et à l'insertion professionnelle.

La Fondation groupe EDF intervient à l'international par un apport combiné de mécénat financier et de mécénat de compétences de salariés du Groupe, qui a représenté 39 volontaires pour un total de 343 jours ouvrés de missions en 2025.

3.3.4.5 Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées

En 2025, et les années précédentes, pour les projets de plus de 60 millions d'euros examinés en CECEG (voir la section 3.1.2.1.2.4 « Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) ») ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement, les entités du Groupe concernées mettent en place un dialogue et une concertation appropriés, en cohérence avec les principes dits « de l'Équateur ».

L'indicateur clé de performance du Groupe concerne la part annuelle de ces projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée. Cela signifie que chaque projet concerné a initié ou mis en place une stratégie de dialogue et concertation et que les différentes parties prenantes (en particulier les communautés locales et autochtones) sont prises en compte, des mesures spécifiques pouvant avoir été prises pour répondre à leurs attentes.

L'indicateur retenu pour évaluer l'impact positif de développement territorial est le taux d'achats territoriaux. Il mesure la part du montant facturée par des entreprises enregistrées sur le territoire national. Ce taux permet d'illustrer la contribution des entités du Groupe au tissu économique de leur pays d'implantation.

Enjeu de durabilité	Indicateur	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024	2025
Dialogue et concertation avec les parties prenantes	Taux annuel de projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée	100 %	2021	Annuelle	Projets de plus de 60 millions d'euros examinés en CECEG	100 %	100 %
Développement territorial	Taux d'achats territoriaux			Annuelle	EDF SA	95,4 %	96 %
					France*	-	93 %
					Italie	-	97 %
					Belgique	-	90 %

* *EDF SA, Enedis, Dalkia (hors filiales de spécialité) en France, Framatome en France, EDF power solutions, Arabelle Solution en France.*

Précisions sur les indicateurs

Les projets pour lesquels une démarche de dialogue et de concertation est engagée avec les parties prenantes sont ceux ayant un impact significatif sur les territoires ou l'environnement grâce aux études préalables : diagnostics des territoires, études d'impact, etc.

Le taux d'achats territoriaux est calculé sur le périmètre d'EDF SA, EDF power solutions, Enedis, Dalkia, Framatome et Arabelle Solution pour la France, Edison en Italie, et Luminus en Belgique, sur le premier rang de la chaîne de sous-traitance en 2025. Il traduit l'effort de la filière Achat dans la facturation auprès d'entreprises nationales de leur lieu d'implantation ou, *a minima*, implantées fiscalement dans leur lieu d'implantation.

3.3.5 ESRS S4 – Consommateurs et utilisateurs finaux

Le groupe EDF est en lien avec différentes typologies de clients : des particuliers, des entreprises, des territoires et des administrations publiques. Le groupe EDF souhaite être le partenaire de confiance de ses clients. La fourniture d'énergie, mission principale du Groupe, implique une proximité avec 34,5 millions de clients électricité et 6,6 millions de clients gaz à travers le monde (périmètre consolidé, décompte en points de livraison). Le Groupe accompagne également les clients dans la **réduction de leur empreinte carbone** à plusieurs titres :

- en les aidant dans leur décarbonation, grâce à l'efficacité énergétique, à l'électrification des usages (procédés industriels, mobilité), ainsi qu'à l'optimisation des bâtiments tertiaires et résidentiels ;
- en aidant ses clients à devenir les acteurs de leur consommation d'énergie (autoconsommation, solutions numériques de pilotage des consommations) ;
- en incitant, en complément, ses clients à consommer de manière plus sobre en partageant des conseils sur les gestes vertueux au quotidien (« les écogestes »).

La prise en compte des clients les plus fragiles est au cœur de l'action du Groupe en faveur d'une transition énergétique juste et inclusive. C'est la raison pour laquelle le groupe EDF confirme son engagement en faveur des clients en situation de précarité énergétique, en approfondissant la connaissance de cette réalité diverse et complexe, en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics de solidarité et d'initiatives spécifiques, en développant toutes formes d'innovation sociale.

La relation avec une si grande quantité de clients donne à la protection des données clients du groupe EDF une attention particulière, et plus globalement à la protection de son patrimoine informationnel.

Dans le cadre de son analyse de double matérialité, les sujets en lien avec les consommateurs et utilisateurs finaux ont été identifiés comme matériels concernant la continuité et fourniture d'électricité, la protection des données personnelles, ainsi que l'inclusion sociale et la précarité énergétique. Ils seront détaillés ci-après dans les parties correspondantes.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024, et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les IRO suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

	IRO		Chaîne de valeur
●	Impact négatif	■□□	Amont
●	Impact positif	□■□	Opérations propres
●	Risque	□□■	Aval
●	Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(Correspondance risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
Continuité et fourniture d'électricité [1] (voir la section 3.3.5.1)	● □■□ Mission de service public	Les activités du Groupe sécurisent l'approvisionnement d'énergie aux clients sur l'ensemble de la chaîne de valeur, depuis la production jusqu'à la distribution et fourniture.	Court et moyen termes
	● *(1G, 1H)* □□■ Continuité et fourniture d'électricité	La distribution d'énergie par le Groupe à ses clients peut être perturbée par des évènements internes ou externes de diverses natures (évènements climatiques extrêmes, grèves, cybersécurité ou évènements d'ordre géopolitique, industriel, réglementaire ou concurrentiel, déséquilibre offre-demande), pouvant impacter la vente d'énergie aux clients.	Court terme
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux (voir la section 3.3.5.2)	● □□■ Maîtrise de la consommation et des usages de l'électricité	La mise à disposition des données issues des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et à l'efficacité énergétique permettent aux clients d'améliorer la maîtrise de leur consommation et de leurs usages d'électricité, ainsi que des gains financiers, et favorisent également l'accompagnement des clients précaires.	Court et moyen termes
Protection des données personnelles (voir la section 3.3.5.3)	● *(3D)* □□■ Fuites de données personnelles	La manipulation d'un nombre important de données peut augmenter le risque d'une fuite de données personnelles, notamment via des attaques cyber, portant atteinte aux droits et libertés des individus concernés.	Court et moyen termes

(1) Sous-thème spécifique défini par EDF.

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(Correspondance risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Continuité et fourniture d'électricité [1] (voir la section 3.3.5.1)	● □■□ Offres de flexibilité	Le besoin de sécuriser l'approvisionnement en énergie des clients ainsi que de permettre à ceux-ci un meilleur contrôle de leurs factures crée de nouvelles opportunités de marché pour le Groupe via le développement d'offres innovantes de flexibilité.
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux (voir la section 3.3.5.2)	● *(3A)* □□■ Augmentation des impayés	La hausse des prix de vente de l'énergie peut augmenter le nombre de ménages en situation de précarité énergétique et donc entraîner le non-paiement des factures d'énergie.

(1) Sous-thème spécifique défini par EDF.

Les typologies de clients concernées par ces impacts en 2025 sont les clients électricité particuliers (34,5 millions pour le G4) : plus de détails sur ces impacts sont disponibles dans les sections suivantes.

Les activités du Groupe peuvent impacter les consommateurs d'énergie de diverses façons. D'un côté, les cyberattaques peuvent entraîner des conséquences importantes comme l'usurpation d'identité ou le piratage de comptes, tandis que la précarité énergétique peut conduire au non-paiement des factures, et les interruptions de fourniture nuire au quotidien des clients. D'un autre côté, le positionnement du Groupe sur l'ensemble de la chaîne de valeur renforce la **sécurité d'approvisionnement** au bénéfice des clients. De plus, la mise à disposition des données des compteurs communicants, l'aide à l'autoconsommation et les actions de sensibilisation à la sobriété et l'efficacité énergétique permettent aux clients de **mieux maîtriser leur consommation et favorisent l'accompagnement des clients précaires.**

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels identifiés ci-avant.

En aval de la chaîne de valeur d'EDF pourraient se matérialiser des cas de non-respect des instruments internationalement reconnus en lien avec les droits humains concernant les consommateurs et utilisateurs finaux, par exemple en cas d'atteinte aux droits et libertés de consommateurs victimes d'une fuite de données personnelles, ou en cas de rupture de la continuité et fourniture d'électricité ayant des conséquences sur sécurité et la santé des consommateurs ou utilisateurs. Les engagements pris par le groupe EDF pour éviter ces impacts sur les consommateurs et utilisateurs finaux sont rappelés dans la section 3.3.1.1.4 « Les droits des consommateurs et utilisateurs finaux ».

Lorsque d'éventuels problèmes et incidents graves en matière de droits humains liés aux consommateurs et utilisateurs finaux ont été signalés, ils sont détaillés dans la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF ».

3.3.5.1 Continuité et fourniture d'électricité

Le groupe EDF dispose de l'un des plus importants parcs de production au monde contribuant ainsi à sa mission de service public en France par la couverture des besoins des consommateurs et utilisateurs finaux (voir la section 1.4.1 « Activités de production d'électricité »).

Afin d'alimenter à tout moment les consommateurs et utilisateurs finaux en électricité, le groupe EDF doit aussi garantir, dans le cadre de sa mission de service public :

- la disponibilité d'une électricité en quantité suffisante à tout instant ;
- l'acheminement de cette électricité vers les consommateurs et utilisateurs finaux.

Ces deux aspects sont gérés de façon concomitante pour assurer la continuité et fourniture d'électricité aux consommateurs et utilisateurs finaux. Les activités de distribution d'électricité au sein du Groupe sont réalisées uniquement en France par Enedis, Strasbourg Électricité Réseaux et EDF SEI et concernent environ 39 millions de foyers sur le territoire français.

3.3.5.1.1 Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les engagements incombant à EDF SA en matière de service public couvrent la continuité et fourniture d'électricité des consommateurs, et concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix d'être aux tarifs réglementés de vente ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- l'obligation d'achat ou de conclure des contrats de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ de ces dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Ces engagements sont détaillés dans la section 7.1.6 « EDF entreprise publique chargée de missions de service public » et couvrent les systèmes électriques non interconnectés au réseau métropolitain continental, ou ZNI (Zones non interconnectées) ainsi que des compléments sur le groupe Électricité de Strasbourg (ÉS) (voir la section 1.4.4.4 « Électricité de Strasbourg (ÉS) »).

De plus, EDF a signé la charte du Pacte mondial des Nations Unies dès 2001 et s'engage ainsi à respecter les dix principes du Pacte en matière de droits humains, de droit du travail, d'environnement et de lutte contre la corruption, ainsi qu'un accord mondial RSE (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise ») pour le Groupe. Ils mettent en avant l'engagement d'EDF en faveur d'une énergie propre et abordable, ainsi que de la lutte contre la précarité énergétique.

3.3.5.1.2 Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux

Les clients bénéficient de plusieurs modes de dialogue avec les entités du Groupe que ce soit par mail, site internet ou téléphone.

L'action du Groupe en matière de développement d'outils numériques a permis de renforcer l'accessibilité aux informations. L'évolution rapide du nombre de consultations sur les plateformes digitales de suivi de consommation illustre le changement culturel qui s'opère.

Forte de 5 000 conseillers clients, tous basés en France, la Direction du Marché des Clients Particuliers accompagne en France les clients, dès la demande de souscription du contrat, en proposant le contrat adapté à leurs usages et aux besoins de leur foyer. Ils les accompagnent également dans la compréhension et la maîtrise de leurs factures. EDF investit sur ses outils digitaux pour permettre, à ses clients de suivre, gratuitement, leur consommation et leur facture. Il y a eu 215 millions de visites en 2025 (+ 2 % *vs* 2024) sur les outils de suivi de consommation dont l'application EDF & Moi.

Le gestionnaire du réseau de distribution Enedis a également déployé un dispositif complet d'informations pour permettre à chaque client de savoir s'il est concerné par un délestage programmé, à l'aide de différents canaux d'informations adaptés à la diversité des clients (serveur vocal interactif, site internet [1], courriels ou SMS).

Le développement de ces différents services numériques apporte davantage d'informations aux clients, et donc plus de transparence, leur permettant de mieux gérer l'impact de l'interruption de fourniture sur leur activité, voire de le limiter.

Les entités du groupe ÉS et EDF SEI, pour chacun de ses territoires, disposent de sites institutionnels, d'espaces privés numériques et d'applications dédiées pour que les clients puissent être informés en continu et suivre leur consommation.

3.3.5.1.3 Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant de faire part des préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité

Les réclamations des clients sont prises en compte comme des opportunités de rétablir la confiance et d'améliorer les processus.

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client d'EDF peut adresser une réclamation orale ou écrite au Service Clients. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Clients, il peut saisir l'instance d'appel interne par courrier.

Si le client reste en désaccord avec la réponse apportée par l'instance d'appel, il peut saisir directement et gratuitement le Médiateur de la consommation du groupe EDF référencé par la Commission d'évaluation et de contrôle de la médiation de la consommation (CECMC) sur le site mediateur.edf.fr [2] ou par courrier.

Indépendamment de ces recours, si, dans un délai de deux mois, la réclamation écrite du client auprès d'EDF n'a pas permis de régler le différend, le Client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie, référencé par la Commission d'évaluation et de contrôle de la médiation de la consommation (CECMC), sur le site internet energie-mediateur.fr [3] ou par courrier.

Les clients sont informés systématiquement de leur voie de recours sur la facture d'énergie, en pied de page de nos courriers et sur notre site internet.

(1) coupures-temporaires.enedis.fr
(2) https://mediateur.edf.fr/mediation?id=accueil
(3) https://www.energie-mediateur.fr/

Le Médiateur national de l'énergie a publié une actualisation des taux de saisines en médiation des fournisseurs à mi-2025. Avec un taux de saisine de 18 pour 100 000 contrats de fourniture, EDF se classe au quatrième rang des fournisseurs et première parmi les fournisseurs majeurs. Ainsi les recours sont suivis par l'entreprise et s'inscrivent dans la démarche du Groupe pour satisfaire les clients et répondre à leurs demandes.

Si le litige ne concerne pas le contrat d'énergie, le client peut formuler sa réclamation à son gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, Enedis, par courriel, courrier ou via le site internet du distributeur. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur les sites internet respectifs des gestionnaires de réseau.

Dans les départements gérés par EDF SEI, l'interlocuteur est unique. Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée. En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, le gestionnaire de réseau ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue. En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut organiser lui-même ou demander au gestionnaire de réseau d'organiser une expertise amiable. À défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

Ces modes de règlement amiable des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

Concernant les clients d'Électricité de Strasbourg (ÉS) en cas de réclamation, ils peuvent recourir à une procédure de règlement amiable directement avec Électricité de Strasbourg (ÉS) ou porter réclamation en ligne ou par courrier auprès du gestionnaire de réseau de distribution, Strasbourg Électricité Réseaux. Une réponse est alors apportée en mentionnant les recours possibles.

3.3.5.1.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité

Afin d'assurer la qualité de la fourniture d'énergie auprès de ses clients, le groupe EDF travaille à l'amélioration continue du pilotage de ses réseaux afin de les rendre plus robustes et plus flexibles.

3.3.5.1.4.1 Réseaux plus flexibles

Ce plan d'action concerne le gestionnaire de réseau de distribution, Enedis. Le groupe EDF compte atteindre ses objectifs de maximisation de l'énergie injectée tout en respectant les contraintes d'exploitation et de maintenance des réseaux publics.

Le système électrique sera à l'avenir plus décentralisé et intégrera une production d'énergie renouvelable de plus en plus importante. Pour Enedis, cela se traduit par l'augmentation de l'agilité de la conduite du réseau pour assurer son utilisation généralisée quotidienne dans les deux sens, le développement en lien avec les clients du pilotage des installations raccordées, l'adaptation de l'interface avec RTE et le renforcement de la capacité à produire, exploiter, stocker et mettre à disposition des données de qualité.

Afin de répondre aux besoins du système électrique, Enedis s'appuie sur la transformation digitale et des services innovants, développant ainsi des solutions de flexibilité. À noter, Enedis est classée en 2024 « réseau le plus intelligent au monde » pour la 3e fois consécutive dans le Smart Grid Index.

En accompagnement des investissements nécessaires sur le réseau pour la transition énergétique, Enedis recourt aux flexibilités pour optimiser l'utilisation des réseaux et créer ainsi de la capacité d'accueil supplémentaire :

- Enedis a fait évoluer ses procédures de raccordement pour y introduire des offres flexibles, notamment les offres de raccordement anticipé qui permettent un raccordement sans attendre la fin des longs travaux d'adaptation des réseaux, moyennant des limitations ponctuelles d'injection. Ces modalités ont d'abord été ouvertes aux producteurs se raccordant au réseau HTA, et plus récemment ceux se raccordant au réseau BT ;
- Enedis a fait également évoluer ses règles de dimensionnement des postes sources avec le projet Reflex. Avec ce projet, Enedis augmente la capacité d'accueil des postes HTB/HTA pour les énergies renouvelables, en contrôlant les puissances atteintes grâce à des flexibilités ou limitations de production. Déjà expérimenté sur une dizaine de postes, le projet Reflex est en cours de généralisation progressive : il concernera au moins une centaine de transformateurs HTB/HTA d'ici 2028, contribuant à la résilience du système électrique et à la continuité de fourniture ;
- enfin, Enedis prépare des offres de raccordement flexibles pour les stockeurs, pour un raccordement plus rapide et/ou plus économique, en contrepartie de possibles limitations en injection ou soutirage, pour faciliter l'insertion du stockage sur le réseau en optimisant son dimensionnement.

Dans les zones non interconnectées, la poursuite de la croissance de la consommation, le développement des énergies renouvelables ainsi que le raccordement d'un nombre croissant d'installations de production conduisent le gestionnaire de réseaux EDF SEI à poursuivre le développement et le renforcement des réseaux électriques.

Toutes ces actions se mesurent dans la performance de l'indicateur « continuité et fourniture d'électricité ».

3.3.5.1.4.2 Une meilleure gestion de l'intermittence et de la flexibilité et un développement du stockage

Des solutions innovantes en matière d'effacement

EDF, via sa filiale Agregio Solutions, propose aux clients entreprises et collectivités des contrats d'effacement, permettant une réduction de la consommation d'électricité sur demande en échange d'une rémunération. Ces effacements contribuent à assurer le maintien de l'équilibre offre-demande.

Des solutions innovantes en matière de stockage

Le Groupe agit sur les solutions de stockage à l'échelle du système électrique et à l'échelle du client. Ainsi le Groupe a mis en œuvre une stratégie de développement du stockage depuis 2018. Auprès des clients B2B et B2C, le Groupe propose des solutions de stockages décentralisées qui permettent notamment d'optimiser l'autoconsommation.

Quant au stockage à l'échelle du système électrique, le Groupe se positionne en fournisseur responsable et développe de grands projets de stockage comme des STEP (stations de transfert par pompage), et des projets de batteries hybridées avec des EnR ou directement raccordées au réseau. (voir la section 1.4.1.3 « Production à partir des énergies renouvelables et stockage »).

Des innovations pour piloter les consommations énergétiques

L'une des actions mise en œuvre a été menée par Datanumia, filiale à 100 % d'EDF, expert de la valorisation de la donnée, développant des solutions digitales innovantes pour suivre et optimiser les consommations d'énergie et l'empreinte carbone des particuliers et professionnels du tertiaire, de l'industrie et des collectivités. Grâce à l'expertise de Datanumia le Groupe a développé une plateforme de management énergétique multi-fluide et multi-site, qui constitue un véritable tableau de bord pour ses clients professionnels leur permettant de faire des économies d'énergie.

Dalkia Analytics offre un service de pilotage énergétique pour les sites à enjeux industriels, permettant d'identifier de nouvelles opportunités d'économies d'énergie grâce à l'intelligence artificielle. Cette action vise également à soutenir les démarches de certification ISO 50001 et de décarbonation. Jusqu'à présent, le Groupe a déployé cette offre sur plus de 100 sites.

Dalkia déploie depuis 2024 une nouvelle solution de pilotage énergétique des bâtiments, à distance et en masse (plusieurs centaines d'installations en parallèle, et plusieurs milliers sont visées dans les prochaines années). Une solution d'intelligence artificielle développée par Dalkia permet de piloter au plus juste le chauffage de bâtiments tertiaires comme de logements.

Dans les systèmes insulaires, l'efficacité énergétique est un levier essentiel de la transition énergétique. EDF contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre de la stratégie territoriale de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Les aides publiques à l'équipement (plus de 488,5 millions d'euros validés par la CRE pour la période 2025-2028) sont un des outils principaux. EDF promeut activement les opérations de MDE financées par ces aides vers tous les segments de clientèle, grâce notamment aux offres « Agir Plus ». EDF SEI finalise le déploiement de 1,2 million de compteurs numériques dans les départements d'outre-mer (hors Mayotte) et en Corse. Ces compteurs numériques contribuent à moderniser profondément la relation avec les clients et à amplifier les leviers de la transition énergétique.

En Belgique, Luminus propose à ses clients résidentiels équipés de compteurs numériques des applications leur permettant de suivre et d'adapter en temps réel la consommation. Ceci est particulièrement apprécié des clients ayant installé des panneaux photovoltaïques, avec ou sans batterie associée. Pour les clients industriels, deux offres de flexibilité ont été lancées, l'une portant sur la production photovoltaïque et l'autre sur les batteries. Ces deux produits permettent aux clients de bénéficier des opportunités du marché de la flexibilité. Les objectifs fixés en début d'année pour ces offres de flexibilité ont été largement dépassés, tant en nombre de clients ayant souscrit à l'offre qu'en termes de puissance flexibilisée.

3.3.5.1.4.3 Des innovations techniques et financières

L'objectif d'EDF est de fournir une électricité durable et à un prix compétitif à ses clients et de les accompagner pour maîtriser leurs consommations, tout en facilitant le pilotage des réseaux.

Pour le marché des clients particuliers en France, le commercialisateur EDF fournit de l'électricité au TRV (tarif réglementé de vente) et au travers d'une gamme complète d'offres de marché, adaptées aux attentes et aux profils de consommation. Cette gamme est structurée autour de deux types d'offres de marché :

- la gamme « Zen Électrique » permet aux clients de disposer d'offres de fourniture adaptées à leur profil de consommation et leur mode de vie (« Zen Week-end » et « Zen Week-end Plus », « Zen Week-end option Flex », une offre de marché à effacement, « Zen On Line » et « Zen Fixe », avec un prix du kWh HT fixe pendant deux ans) ;
- la gamme d'offres « Vert Électrique » permet de financer et soutenir des moyens de production d'énergie renouvelable à hauteur de la consommation des clients grâce aux garanties d'origine (« Vert Électrique », « Vert Électrique Weekend », « Vert Électrique Auto », « Vert Électrique Régional »).

Sur le marché d'affaires, depuis le 1er février 2025, l'ensemble des clients TPE et assimilés peuvent bénéficier du tarif réglementé de vente, y compris pour leurs sites > 36 kVA. Par ailleurs, EDF propose une gamme d'offres de marché pour l'ensemble des consommateurs non résidentiels. Afin d'apporter de la visibilité et de la stabilité pour ses clients, EDF propose désormais des offres de fourniture sur une durée pouvant aller jusqu'à cinq ans et des contrats de long terme (voir section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe »). EDF a également diversifié sa gamme d'offres de fourniture grâce à des offres sectorielles répondant à des attentes spécifiques des clients. EDF développe par ailleurs des contrats permettant d'intégrer des *Power Purchase Agreements* (PPA) ou venant en complément de l'autoconsommation collective.

Enfin, EDF propose une gamme de services visant à suivre et piloter sa consommation d'énergie, et à accompagner les clients résidentiels comme non résidentiels dans la maîtrise de leurs consommations.

3.3.5.1.4.4 Adaptation des réseaux de distribution

L'adaptation des réseaux de distribution au changement climatique joue un rôle clé dans la continuité et la fourniture d'électricité (voir la section 3.2.2.2.2 « Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique », paragraphe « Adaptation des réseaux de distribution »).

3.3.5.1.5 Cibles et indicateurs relatifs à la continuité et fourniture d'électricité

Pour s'assurer que la qualité du service rendu par les opérateurs atteint un niveau satisfaisant pour tous les consommateurs et utilisateurs finaux, la CRE a mis en place un jeu d'indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs pour évaluer la qualité de leurs services.

L'indicateur clé pour mesurer la qualité du réseau est la durée annuelle moyenne de coupure par installation de consommation raccordée, c'est un indicateur spécifique au groupe EDF.

Également appelé SAIDI ou Critère B, cet indicateur de qualité est adopté par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. Il permet de justifier de la qualité de service de la distribution d'électricité au consommateur final et constitue un critère d'inter-comparaison entre les différents opérateurs électriques. Cet indicateur exclut les incidents exceptionnels et les coupures liées au réseau de transport. La cible retenue pour l'indicateur des zones interconnectées est la cible réglementaire définie par la CRE pour Enedis. La cible de 61,6 minutes de durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension (indicateur SAIDI/critère B) permet d'assurer qu'Enedis fournit un service de distribution d'électricité de qualité et garantit l'approvisionnement énergétique pour ses consommateurs. Cette cible a été fixée par la régulation incitative dans le cadre du TURPE.

Strasbourg Électricité Réseaux n'est pas concernée par la régulation incitative sur ce Critère B, du fait de ses résultats très performants (notamment grâce à la nature du réseau urbain et souterrain). En effet, en 2025, la durée annuelle moyenne de coupure par les clients Basse tension était de 10 minutes. La cible réglementaire doit donc être comparée uniquement avec la performance d'Enedis.

La cible retenue pour l'indicateur des zones non interconnectées est la cible réglementaire définie par la CRE pour EDF SEI.

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés (1)	Cible	Référence	Revue	Périmètre	2024	2025
Continuité et fourniture d'électricité	Durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension pour les zones interconnectées	61,6 minutes	348 minutes en 1980	Annuelle	France métropolitaine continentale	71,6 minutes	61,9 (1) minutes
	Durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension pour les zones non interconnectées	220,2 minutes	Délibération annuelle de la CRE	Annuelle	France (Corse et Outre-mer)	264,1 minutes	261,6 minutes

(1) Indicateur spécifique au groupe EDF.

Pour Enedis, la durée moyenne de coupure s'est élevée à 61,9 minutes en 2025, quasiment en ligne avec l'objectif fixé par la CRE (61,6 minutes), ce qui représente un gain de 10 minutes par rapport à 2023 et 2024. L'année 2025 a été marquée par des aléas climatiques d'ampleur (incendie dans l'Aude, inondations, tempêtes Herminia et Benjamin, etc.). L'amélioration de la qualité d'alimentation s'explique par une incidentologie contenue, notamment grâce aux actions d'adaptation, par la maîtrise des durées d'interruption pour travaux et la stabilisation des temps de dépannage.

(1) La durée annuelle moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension pour les zones interconnectées avant arrondi est 61,86 min.

En 2025 pour EDF SEI, une durée moyenne de coupure ressentie par les clients Basse Tension a été de 261,6 minutes. Elle se situe au-dessus de l'objectif fixé par la régulation incitative dans le cadre du TURPE en raison de multiples facteurs : aléas climatiques, fluctuation des températures et incidences sur les réseaux souterrains, conditions d'accès plus difficiles, multiplicité des travaux.

3.3.5.2 Lutte contre la précarité énergétique

3.3.5.2.1 Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique

Les problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, par le nombre de ménages concernés ou la gravité des effets rencontrés. La vulnérabilité varie selon la situation géographique, le revenu, la superficie et le type de logement, ainsi que l'énergie utilisée. La crise sanitaire a aggravé un phénomène en croissance.

La mesure de la précarité énergétique est complexe et variable d'un pays à l'autre. En France, l'Observatoire national de la précarité énergétique, dont EDF est partenaire, affiche que 10,1 % des Français les plus modestes ont dépensé plus de 8 % de leurs revenus pour payer les factures énergétiques de leur logement en 2024, et que 35 % des Français déclarent avoir souffert du froid au cours de l'hiver 2024-2025, pendant au moins 24 heures [1]. Le phénomène de précarité énergétique d'été, même si moins connu et moins documenté, est aussi un enjeu dans un contexte de réchauffement climatique. En effet, selon le baromètre du Médiateur de l'énergie, 49 % des Français déclaraient avoir souffert de la chaleur dans leur logement durant au moins 24 heures en 2025. Un Français sur quatre en souffrirait même fréquemment durant l'été, dont 16 % durant presque toute la saison [2].

Au Royaume-Uni, l'indicateur publié par les pouvoirs publics indique que le pays compte 6 millions de ménages en situation de précarité énergétique en avril 2025 [3]. Quant à l'Italie, En Italie l'OIPE (Osservatorio Italiano sulla Povertà Energetica) estime à 2,4 millions le nombre de ménages en situation de précarité énergétique en 2024 [4]. Enfin, en Belgique, il n'y a ni définition, ni indicateur relatif à la précarité énergétique à ce jour.

En France, aux termes de l'article 1er de la loi du 10 février 2000, le service public de l'électricité concourt à la cohésion sociale et à la lutte contre les exclusions.

En France, EDF s'engage, dans le cadre du contrat de service public [5], à informer les consommateurs en situation de précarité sur les dispositifs de maintien temporaire, à leur proposer un interlocuteur dédié en lien avec les services sociaux, et à réaliser un bilan tarifaire pour optimiser leur facture et les aider à maîtriser leur consommation.

L'électricité, en tant que bien de première nécessité, doit être accessible à tous et sur tous les territoires. Le groupe EDF, fort de ses valeurs de service public, a pour objectif de fournir une électricité compétitive et durable, dans une recherche d'équilibre entre les divers fondamentaux de son modèle d'activité. Cependant, les différentes problématiques d'accès à l'énergie et de précarité énergétique tendent à s'intensifier dans la plupart des pays développés, tant en nombre de ménages concernés et qu'en gravité. En conséquence, le groupe EDF renouvelle son engagement en faveur de ses clients en situation de précarité énergétique, en approfondissant la connaissance de cette réalité diverse et complexe, en déployant des solutions d'accompagnement autour des dispositifs publics de solidarité et d'initiatives spécifiques, en développant toutes formes d'innovation sociale.

Les entités du Groupe concernées mettent en œuvre des dispositifs d'accompagnement adaptés à la situation de leurs clients. Ces indicateurs et cibles sont spécifiques au groupe EDF.

3.3.5.2.1.1 Prévention et lutte contre la précarité énergétique

Dans des contextes nationaux très différents aux plans réglementaire, économique, politique, et concurrentiel, le groupe EDF s'engage dans la prévention et la lutte contre la précarité énergétique aux côtés des acteurs publics et sociaux et des associations.

La démarche du groupe EDF consiste à comprendre la précarité énergétique pour mieux agir autour de deux missions complémentaires et indissociables, l'une préventive et l'autre curative, à savoir :

- informer et sensibiliser les clients les plus fragiles pour prévenir les situations difficiles ;
- contribuer à réduire les impayés dans le cadre d'un dispositif de protection, par exemple en proposant des délais de paiement assouplis à ceux qui en ont le plus besoin.

En France, cette démarche est complétée par un engagement supplémentaire qui remplace la coupure pour impayés par une limitation de puissance lorsque celle-ci est réalisable techniquement.

3.3.5.2.2 Processus de dialogue relatif à la lutte contre la précarité énergétique

Pimms médiation et médiation sociale

EDF est engagée dans de nombreuses structures de médiation sociale présentes sur tout le territoire en France, dont notamment une quarantaine de Pimms médiation (Points d'information et de médiation multi-services). Dans le cadre de son partenariat avec le Réseau national Pimms médiation, EDF participe notamment au développement des Pimms mobiles (guichets multi-services itinérants) qui constituent des réponses humaines et de proximité face aux besoins quotidiens des habitants des territoires éloignés des centres-villes.

Énergies Strasbourg agit concrètement pour soutenir ses clients en difficulté, avec une équipe dédiée, une ligne téléphonique spécifique et des offres adaptées. Elle renforce son engagement local en collaborant avec les acteurs sociaux et en finançant le Fonds de solidarité logement (FSL). En tant que Société à mission, elle fait de la lutte contre la précarité énergétique un pilier de son action quotidienne.

En Belgique, au Royaume-Uni et en Italie, Luminus, EDF Energy et Edison mettent en place des stratégies pour aider les clients à gérer leur consommation et prévenir l'accumulation de dettes :

- en Belgique, Luminus utilise des applications permettant de suivre la consommation en temps réel ou quasi réel, et contacte proactivement les clients dont les factures annuelles sont élevées pour proposer des solutions de financement échelonné ;
- au Royaume-Uni, EDF Energy utilise la plateforme *Right Track* pour adapter les communications et le traitement des demandes selon les besoins individuels des clients, en utilisant divers canaux de contact tels que le courriel, le SMS, le courrier et les appels téléphoniques. Les communications sont conçues pour être claires et compréhensibles, et sont examinées par des équipes spécialisées pour garantir leur efficacité ;
- en Italie, sur le front de l'optimisation des consommations énergétiques, Edison Energia continue à mettre gratuitement à disposition Edison CoCo, une solution qui fournit des conseils personnalisés pour économiser et consommer moins.

Pour plus d'informations, voir la section 3.3.5.2.4.2 « Information et conseil aux clients vulnérables ».

(1) ONPE – Tableau de bord de la précarité énergétique, édition novembre 2025.
(2) Baromètre énergie-info 2025 du médiateur national de l'énergie.
(3) National Energy Action https://www.nea.org.uk/energy-crisis/fuel-poverty-statistics-explainer/
(4) OIPE - 2024 - https://oipeosservatorio.it/poverta_energetica/
(5) Contrat de service public conclu le 24 octobre 2005 entre l'État français et EDF, pour le périmètre EDF SA.

3.3.5.2.3 Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant de faire part de leurs préoccupations relatives à la précarité énergétique

Voir la section 3.3.5.1.3 « Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant de faire part des préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité », cette description étant également applicable dans ce contexte.

3.3.5.2.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

3.3.5.2.4.1 Compréhension de la précarité énergétique

Le premier volet de l'action menée par EDF consiste à mieux appréhender la complexité des situations de précarité énergétique pour être à même d'identifier plus finement les clients plus particulièrement exposés, en vue de mieux les accompagner.

EDF mène le programme R&D « Précarité énergétique & Innovation sociale ». Ce dernier vise à améliorer la connaissance du client fragile, innover avec de nouveaux produits et services, alimenter le positionnement stratégique et valoriser les actions de solidarité à la fois en interne et à l'externe. Ce programme concerne principalement EDF et ses clients les plus vulnérables. Le groupe EDF collabore également avec les acteurs territoriaux en France, notamment en participant aux travaux de l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE) qui met à disposition l'outil GEODIP (Géolocaliser et diagnostiquer la précarité énergétique) pour visualiser les zones de précarité énergétique liées au logement et à l'utilisation de la voiture des ménages.

3.3.5.2.4.2 Information et conseil aux clients vulnérables

La solidarité est au cœur des valeurs d'EDF qui mène, depuis près de 30 ans, une politique dédiée aux clients démunis.

En France, au travers de ses 230 experts solidarité et de plus de 3 000 partenariats noués, EDF s'engage au quotidien auprès des travailleurs sociaux, des associations caritatives et des structures de médiation sociale pour mettre en œuvre des solutions personnalisées pour les clients en situation difficile.

5 000 conseillers Relation Client sont sensibilisés et formés aux situations de précarité énergétique. Ils font les premières détections et les premiers accompagnements. Le conseiller EDF vérifie ainsi que le client bénéficie du tarif adapté à son mode de consommation. Il conseille le client sur les gestes pour réduire sa consommation et engage avec lui un échange sur les conditions de règlement. Il informe le client sur le chèque énergie et l'oriente vers les partenaires sociaux si besoin.

Le groupe EDF a mis en place une communication active et continue à travers divers canaux pour soutenir plus efficacement ses clients les plus vulnérables. L'action principale consiste en la mise à disposition d'informations sur les procédures, les droits de ces clients, ainsi que des conseils pour adopter des écogestes, tels que le programme #GestesUtiles « j'éteins, je baisse, je décale » durant l'hiver 2022-2023, souscrire à un contrat de fourniture d'énergie adapté, comme celui proposé par le Conseil Juste Prix d'EDF SEI, ou envisager des travaux de rénovation énergétique, avec par exemple les offres Agir Plus proposées sur les territoires insulaires à ces clients.

Le Groupe compte des équipes dédiées aux clients vulnérables et a établi de nombreux partenariats avec des organismes d'aide sociale tels que les Centres communaux d'action sociale, les associations caritatives et les structures de médiation.

Au Royaume-Uni, les conseillers d'EDF Energy peuvent proposer une gamme de méthodes de paiement et d'options au client. Les clients ont le choix entre rembourser leur dette sur un Plan de Remboursement via prélèvement automatique, Cash Cheque (qui inclut les paiements en ligne, IVR, cartes de paiement et chèques), ou un mouvement électif vers PAYG, et le calendrier pour le Plan de Remboursement sera basé sur leur capacité à payer.

Si un client n'est pas en mesure de supporter ses paiements continus et/ou ses remboursements de dettes, EDF Energy offre une gamme de forfaits de soutien sur mesure (voir section 3.3.5.2.4.4 « Aides au paiement »).

En Italie, Edison soutient les consommateurs résidentiels vulnérables via des plans de rééchelonnement personnalisés et son adhésion à des programmes de lutter contre la pauvreté énergétique. En 2025, Edison a poursuivi le projet Energia in periferia avec la Fondation Banco dell'Energia, étendu à Brindisi et Milan, pour apporter de l'aide aux familles vulnérables vivant dans les zones périphériques des villes. Le projet prévoit une aide directe par le paiement des consommations énergétiques et un parcours d'éducation et de sensibilisation à l'utilisation de l'énergie à travers les Tuteurs de l'énergie domestique, bénévoles formés sur les thèmes de la consommation responsable. Les communautés énergétiques renouvelables solidaires (CER) visent à créer un modèle socio-énergétique capable d'assurer et améliorer simultanément la durabilité environnementale et la durabilité sociale. En 2025, les deux CER de Rome Borgo Ragazzi Don Bosco et de Palerme (créées dans le cadre du projet Traiettorie Urbane de la Fondation EOS) ont été inaugurées. Edison continue aussi ses programmes éducatifs : Energia IN Sinergia avec Adiconsum et Confconsumatori pour les retraités, et Bella Family pour les jeunes en milieu scolaire.

3.3.5.2.4.3 Services pour maîtriser la consommation d'énergie

EDF met à disposition des services visant à réduire et optimiser la consommation d'énergie, afin de diminuer le budget énergie des clients. Ils contribuent aussi au déploiement d'une politique de sobriété énergétique. Ces actions incluent :

- la promotion d'outils gratuits de suivi de consommation, tels que l'application EDF&Moi, EDF Dom&Corse et l'espace client qui donnent une vision de la consommation en euros et en kWh (voir section 1.4.2.2 « Les activités de la Direction Commerce ») ;
- l'offre de travaux de rénovation énergétique, tels que l'isolation, la mise en place de solutions de chauffage efficaces et décarbonées, ou l'installation de panneaux photovoltaïques en autoconsommation en Italie ou encore l'installation de chauffe-eaux solaires, de climatisations performantes et de brasseurs d'air dans les DOM.

Ainsi, de multiples actions visant à améliorer la maîtrise de la consommation d'énergie sont menées dans les différentes géographies du Groupe et s'inscrivent dans le contexte territorial et associatif local. Ces actions visent à être poursuivies dans les années à venir et à s'adapter en fonction des besoins locaux.

Exemples d'actions en faveur de la maîtrise de la consommation d'énergie

Info Watt

En France, depuis le 1er octobre 2022, pour les clients bénéficiaires du chèque énergie et équipés d'un compteur communicant, EDF propose « Info Watt » en réponse à l'obligation légale sur le sujet. Il s'agit d'un service gratuit d'affichage de la consommation d'électricité en temps réel, en euros et en kWh. Ce dispositif permet d'identifier les appareils et les habitudes de consommation les plus énergivores. Ainsi, chaque bénéficiaire d'Info Watt pourra facilement prendre conscience de sa consommation, adapter ses habitudes avec des écogestes, maîtriser sa consommation et réaliser des économies sur sa facture.

Partenariat Association nationale des compagnons bâtisseurs

EDF a noué un partenariat avec l'Association nationale des compagnons bâtisseurs pour animer des sessions de formation aux écogestes à destination des associations régionales et des habitants des Quartiers prioritaires de la ville (QPV).

Programme SLIME+

À la Réunion, EDF mène des actions auprès des foyers précaires en matière de sensibilisation et de diagnostic Maîtrise de la demande d'énergie (MDE). Ces actions sont menées en partenariat avec la région via les Services locaux d'intervention pour la maîtrise de l'énergie (SLIME+).

Exemples d'actions en vue de l'amélioration de l'habitat

Toits d'abord

EDF et la Fondation pour le logement des défavorisés mènent le programme « Toits d'abord » visant à bâtir et réhabiliter des logements occupés par des personnes aux revenus très modestes. En 10 ans, le programme a permis de construire 6 000 logements performants énergétiquement et de reloger 13 000 personnes particulièrement vulnérables. En 2023, la prolongation de trois ans du programme a été signée. Sur la période 2024-2026, EDF apportera une contribution à hauteur de 6,4 millions d'euros.

Territoire Zéro Exclusion Énergétique

EDF soutient le programme « Territoire Zéro Exclusion Énergétique » porté par l'association Stop à l'Exclusion Énergétique et qui vise à rénover en trois ans 3 000 passoires énergétiques occupées par les ménages les plus fragiles. EDF est le principal financeur avec une participation de 7 millions d'euros entre 2024 et 2026.

Mon chauffage durable

Cette offre « Mon chauffage durable » permet de remplacer une chaudière à combustible fossile par une pompe à chaleur, ou des radiateurs électriques par des radiateurs performants et intelligents. Cette offre s'inscrit dans le cadre du dispositif « Coup de pouce chauffage » lancé par le gouvernement en 2019. Pour une pompe à chaleur, EDF va plus loin que le dispositif réglementaire et propose des primes complémentaires.

Offres Agir Plus dans les DOM&Corse [1]

Les offres Agir Plus visent à accompagner les clients dans leurs travaux de rénovation énergétique via du conseil et des accompagnements financiers. Elles sont portées par un ensemble de partenaires EDF SEI qualifiés et certifiés RGE (Reconnu garant de l'environnement).

Partenariat Ashoka

Face à la crise énergétique, EDF a souhaité renforcer son action de communication et de sensibilisation en faveur des publics les plus précaires, qu'il s'agisse des bonnes pratiques à effectuer pour maîtriser sa consommation, des aides financières pouvant être sollicitées ou de la prévention des impayés et des situations difficiles.

Pour répondre à ces enjeux, EDF s'appuie sur deux fellows Ashoka, Réseau Eco Habitat et Voisin Malin, pour qualifier et faire émerger des clés de réussite et des bonnes pratiques en matière de sensibilisation quand on s'adresse à des personnes en situation de fragilité.

Offre Alogia

EDF s'engage avec son partenaire Alogia pour la transition énergétique des résidents seniors. Cette offre destinée aux bailleurs sociaux répond à deux enjeux sociétaux importants : l'aide au maintien des seniors dans leur logement en améliorant le confort et la sécurité, et la lutte contre la précarité.

Energy Company Obligation

Au Royaume-Uni, l'obligation de l'entreprise énergétique (ECO4) est une obligation gouvernementale imposée aux fournisseurs d'énergie visant les clients vulnérables. Elle s'étend d'avril 2022 à mars 2026 et englobe à la fois les mesures visant à réduire les émissions de carbone et à lutter contre la pauvreté énergétique en améliorant l'efficacité énergétique. L'objectif du programme est d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire les factures de chauffage des consommateurs vivant dans la précarité énergétique. Les fournisseurs doivent installer plusieurs mesures dans les maisons pour s'assurer que le DPE des consommateurs est amélioré d'au moins deux échelons. EDF Energy est à l'avant-garde de la mise en œuvre de cette obligation et est en passe de se conformer au système avant la date de fin de celui-ci.

En 2023, une obligation supplémentaire a été imposée aux fournisseurs, le Great British Insulation Scheme. Ce programme offre des mesures d'isolation individuelles aux ménages à faible revenu et détenant des propriétés situées dans certaines tranches de taxe d'habitation. Ce programme s'est avéré plus difficile à mettre en œuvre que l'ECO4 en raison de la viabilité économique des travaux d'isolation de nombreuses propriétés qui ne peuvent pas être réalisés dans l'enveloppe de coût déterminée par le gouvernement. Néanmoins, EDF a obtenu et continue d'obtenir des résultats nettement supérieurs à ceux du secteur au cours de la première année du programme. Une consultation du gouvernement britannique est attendue sur les changements pour la phase finale du programme commençant en 2025.

3.3.5.2.4.4 Aides au paiement

EDF travaille activement pour aider ses clients les plus vulnérables à gérer leurs dépenses d'énergie ou des dépenses liées au logement grâce à diverses initiatives. Les actions menées permettent notamment d'éviter les situations de précarité énergétique. Le groupe EDF agit pour que la facture d'électricité ne constitue pas un facteur aggravant supplémentaire pour les clients les plus fragiles, soit en accompagnement renforcé de dispositifs publics, soit de sa propre initiative en déployant des actions spécifiques.

Ainsi, EDF propose, selon les cas :

- des aides financières aux personnes qui rencontrent des difficultés pour payer les charges liées à leur logement dans le cadre d'une contribution au Fonds solidarité logement en France. Avec 23 millions d'euros versés en 2025, EDF est le premier contributeur du Fonds de solidarité logement, après les collectivités publiques ;
- un accompagnement renforcé des personnes qui bénéficient du chèque énergie en France ;
- des réductions de factures d'énergie, comme le « Edison Cashback programme » en Italie qui offre des réductions en échange de l'utilisation d'une application de suivi des consommations énergétiques et de la facture électronique ;
- des plans d'échelonnements des factures sur mesure, pour Edison ;
- au cours de l'année 2025, le programme de fidélité « Spendi&Riprendi » a continué à contribuer à l'accumulation de points de récompense et à reconnaître des primes croissantes sur la facture d'électricité. De plus, Edison Energia renforce les services pour la maison et l'efficacité énergétique résidentielle grâce à sa plate-forme Edison Risolve ;
- des primes dans le cadre de programmes nationaux d'économies d'énergie, avec notamment les certificats d'économie d'énergie, « Précarité Énergétique » en France ou « *The Energy Company Obligation* » et « *The Great British Insulation* » au Royaume-Uni ;
- l'ajustement des acomptes mensuels pour minimiser le risque de régularisation imprévue lors de la facture annuelle ;
- des gammes de forfaits de soutien sur mesure pour EDF Energy, incluant du crédit de soutien temporaire, un gel temporaire des remboursements de dettes, un effacement des dettes (« Fresh Start »), un soutien continu via le top-up (« Helping Hands ») et une orientation vers le Fonds d'aide à la clientèle d'EDF Energy.

3.3.5.2.4.5 Délais de paiement

Pour aider ses clients confrontés à des difficultés financières temporaires ou structurelles, susceptibles d'entraîner une précarité énergétique, le groupe EDF offre des solutions de paiement flexibles. Ces solutions peuvent inclure des délais de paiement, et même l'effacement de dette dans certains cas, au Royaume-Uni, comme le propose EDF Energy depuis la crise de 2022 dans le cadre du programme « Fresh Start » sous certaines conditions. Ces mesures peuvent être mises en place lorsque les situations de difficultés de paiement sont portées à la connaissance du service clients d'EDF, pour prévenir le surendettement des clients et préserver leur accès à l'énergie, tout en garantissant la solvabilité du groupe EDF.

3.3.5.2.4.6 Limitations de puissance en France

En complément de ces différentes actions, EDF s'est engagée, en novembre 2021, à ne plus demander la coupure d'électricité pour impayés de ses clients du segment des clients particuliers en France. Avec cette mesure, EDF va plus loin que ses obligations réglementaires en dehors de la période de trêve hivernale, en remplaçant la coupure par une limitation de puissance à 1 kVA. Cette mesure a pris effet le 1er avril 2022 et

(1) reunion.edf.fr/particulier/realiser-des-economies-d-energie/se-lancer-c-est-facile-et-accessible-2.

est appliquée dans tous les cas, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement. En 2025, 624 000 clients ont été concernés par une limitation de puissance. EDF a mené au printemps 2023, en partenariat avec la Fondation pour le logement des défavorisés, une enquête auprès de ménages en impayés ayant vécu sous réduction de puissance. Elle établit qu'avec une information préalable, une grande partie des ménages, malgré les difficultés, perçoit plutôt bien la logique consistant à remplacer la coupure par une limitation de puissance. Loin d'être confortable, celle-ci ne participe pas à une déresponsabilisation des consommateurs, puisqu'elle pousse ceux-ci à recontacter EDF pour trouver une solution adaptée à leur situation. La mesure est saluée par ces derniers parce qu'elle permet de répondre à leurs besoins vitaux et sociaux élémentaires, et appréciée par les partenaires de l'action sociale qui peuvent ainsi travailler moins dans l'urgence pour trouver des solutions pérennes pour les clients qu'ils accompagnent.

3.3.5.2.5 Cibles et indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

Le suivi de l'efficacité des actions visant à éviter la précarité énergétique se traduit à travers le nombre de cas évités de limitation de puissance en France ou de coupures pour non-paiement dans les autres pays. En effet, si le client respecte le délai de paiement qui lui a été accordé, cela lui permet non seulement de résorber sa dette liée à sa facture d'énergie, mais aussi d'éviter une limitation de puissance s'il vit en France ou une coupure dans les autres pays.

Au-delà de l'ensemble des actions menées par le groupe EDF en matière de solidarité et d'innovation sociale, cet indicateur de performance permet de mesurer la capacité du Groupe à mitiger et réduire les situations contraignantes à vivre que sont la limitation de puissance ou *a fortiori* la coupure pour non-paiement.

Pour cette année, les résultats sont uniquement présentés au périmètre France métropolitaine qui intègre pour la première fois les territoires insulaires. Les autres entités du G4 travaillent à identifier un indicateur adapté au contexte de leur pays pour 2026.

Il s'agit d'un indicateur spécifique pour le groupe EDF. Une cible sera définie pour cet indicateur de performance en concertation avec les entités concernées qui interagissent avec leurs clients et consommateurs.

Enjeu de durabilité	Indicateur	Cible	Revue	Périmètre	2024	2025
Inclusion sociale des consommateurs et utilisateurs finaux [1]	Nombre de limitations de puissance pour non-paiement évitées comparé au nombre de limitations de puissance pour non-paiement réalisées [1]	À définir	Annuelle	France (EDF SA yc SEI) et Électricité de Strasbourg (ÉS))	Nombre de limitations de puissance réalisées : 426 938 Nombre de limitations de puissance évitées : 398 612	Nombre de limitations de puissance réalisées : 624 085 Nombre de limitations de puissance évitées : 635 778

(1) Indicateur spécifique au groupe EDF.

En 2025, l'indicateur augmente nettement en raison du report par le Gouvernement de l'envoi des chèques énergie d'avril à novembre, ce qui a fragilisé de nombreux clients dans le règlement de leurs factures et mobilisé les conseillers précarité d'EDF pour la mise en place de délais de paiement. Ceci s'ajoute à au contexte général de la précarité énergétique (voir section 3.3.5.2.1 « Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique »). Enfin, pour 2025, l'indicateur montre que sans les aides au paiement et l'accompagnement assurés par EDF et ÉS Énergies Strasbourg, le nombre de limitations de puissance aurait presque doublé sur ce périmètre.

3.3.5.3 Respect de la vie privée/protection des données personnelles

3.3.5.3.1 Politique relative au respect de la vie privée/à la protection des données personnelles des consommateurs et utilisateurs finaux

Une attention particulière est portée à la protection des données personnelles des clients d'EDF, mais également des collaborateurs, prestataires et salariés. Elle vise notamment à garantir la conformité des traitements des données à caractère personnel en application du règlement UE 2016/679 du 27 avril 2016, dit règlement général sur la protection des données (RGPD). Des contrôles réguliers, avec l'appui des services juridiques et cyber, sont réalisés chaque année soit par le Délégué à la protection des données directement, soit par ses relais locaux pour maintenir cette conformité et s'assurer de la mise en œuvre d'un niveau de protection des données adapté.

Les engagements d'EDF en matière de respect de la vie privée et de protection des données personnelles sont formalisés par la note d'instruction protection des données personnelles, elle-même rattachée aux politiques Éthique et conformité du Groupe et Gouvernance des Systèmes d'Information et de la transformation numérique. En France, EDF, qui avait nommé un Correspondant informatique et liberté (CIL) dès 2006, a désigné en 2018 un Délégué à la protection des données (DPO), en application du règlement RGPD et l'a missionné en tant que Délégué à la protection des données (« Data Protection Officer » ou DPO) pour EDF et DPO Chef de file pour le Groupe. Pour son action, le DPO Chef de file dispose de relais au sein de l'ensemble des entités d'EDF : une vingtaine de Délégués à la protection des données (DPO) ont été nommés au sein des filiales France et Europe qui le nécessitent, auxquels il convient d'ajouter la désignation d'un Interlocuteur informatique et libertés (I2L) référent RGPD pour chaque direction d'EDF. Ces engagements s'appliquent à l'ensemble des activités, tout au long de la chaîne de valeur, et à toutes les parties intéressées. Ils ne comportent pas d'exclusions spécifiques. L'application de ces engagements est de la responsabilité du Représentant légal de l'Entreprise, le Président-Directeur Général d'EDF, et de ses délégataires via la chaîne de délégations de pouvoirs. Le DPO, appuyé des I2L, conseille ses responsables de traitement, contrôle la bonne mise en œuvre de ces engagements et décide conjointement avec eux des plans d'actions à mettre en œuvre pour renforcer la conformité. Il met en œuvre également un reporting annuel de la maturité auprès du Comité exécutif.

3.3.5.3.2 Processus de dialogue avec les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/ la protection des données personnelles

Les interactions avec les consommateurs et les utilisateurs finaux concernant la protection de leurs données personnelles sont traitées via tous les canaux de communication. Des processus sont en place pour traiter les demandes d'exercice de droits et assurer l'information des personnes physiques, que ce soit via les conseillers ou via les services numériques mis à la disposition par EDF à ses consommateurs et utilisateurs finaux. Les consommateurs et utilisateurs finaux sont incités à utiliser les services numériques (site internet EDF, application mobile « EDF&MOI », etc.) pour gérer leurs données à caractère personnel afin d'en assurer personnellement la maîtrise.

3.3.5.3.3 Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Les clients d'EDF, ainsi que l'ensemble des personnes physiques concernées, s'agissant de leurs données personnelles, disposent, dans les conditions prévues par la réglementation, de la possibilité d'exercer :

- le droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification ;
- le droit d'opposition à l'utilisation par EDF de ces informations notamment à des fins de prospection commerciale sauf lorsque les données sont requises pour le traitement d'une obligation légale ou l'exécution du contrat qui les lie à EDF ;
- le droit à l'effacement de leurs données (« droit à l'oubli ») ;
- le droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet (gel temporaire du traitement des données) ;
- le droit de retirer à tout moment leur consentement à tout traitement reposant sur son recueil préalable ;
- le droit à la portabilité de leurs données si les données sont traitées sur la base du consentement ou l'exécution contractuelle.

EDF met à leur disposition plusieurs canaux pour exercer ces droits en utilisant les moyens de contact suivants : par un formulaire dédié depuis l'espace client, par courriel ou par courrier postal.

Si toutefois ils rencontrent des difficultés, ils peuvent s'adresser au Délégué à la Protection des Données par courrier électronique ou par courrier postal.

Ils disposent également de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission nationale de l'informatique et des libertés.

Ces informations sont précisées dans les mentions d'information et chartes de protection des données personnelles accessibles sur les sites institutionnels d'EDF.

3.3.5.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Afin de maintenir le respect de la vie privée et de la protection des données personnelles, un plan de contrôle de conformité de protection des données personnelles est établi annuellement et présenté à la Gouvernance du Groupe. Au-delà de ces actions de contrôle, tous les conseillers clientèle reçoivent régulièrement des formations en matière de protection des données personnelles afin qu'ils puissent répondre aux demandes des clients concernant l'exercice de leurs droits dans ce domaine. Les demandes les plus complexes sont gérées conjointement avec l'Interlocuteur Informatique & Libertés (I2L) de l'entité et le Délégué à la Protection des Données (DPO).

Dans le cadre de son engagement pour le respect de la vie privée et la protection des données personnelles, le groupe EDF propose des formations spécifiques à la sécurité informatique pour ses salariés. Ces formations sont adaptées à différents profils, incluant les utilisateurs, les chefs de projets, les développeurs d'applications, les responsables de sécurité des systèmes d'information, entre autres.

3.3.5.3.5 Cibles et indicateurs en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles

Le groupe EDF est très investi sur les sujets liés à la protection des données de ses clients. Il prête une attention particulière au traitement des exercices de droits de ses clients.

Dans ce cadre, il a mis en place des indicateurs internes pour veiller au traitement des données de ses clients conformément à la réglementation sur la protection des données personnelles.

3.4 Informations sur la conduite des affaires

3.4.1 Description des procédures d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels

Plusieurs sujets de conduite des affaires concernent le groupe EDF :

- les dispositifs mis en place pour assurer une pratique éthique des affaires ;
- les relations avec les fournisseurs : la qualité de la relation entre EDF et ses fournisseurs est au cœur de la réussite des activités du Groupe ;
- la gestion de crise et la sûreté : en cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe ;
- le lobbying : l'évaluation du lobbying du groupe EDF passe par un processus d'examen annuel qui déclenche, si nécessaire, des actions de suivi.

Lors de l'analyse de double matérialité réalisée en 2023/2024 et après revue en 2025 n'ayant pas conduit à des changements, les IRO suivants ont été identifiés comme matériels :

Légende

	IRO		Chaîne de valeur
●	Impact négatif	■□□	Amont
●	Impact positif	□■□	Opérations propres
●	Risque	□□■	Aval
●	Opportunité		

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
	● ■□□ Achats responsables	L'entreprise peut contribuer à l'accélération de la prise en compte des enjeux RSE de ses fournisseurs faisant ainsi évoluer les pratiques de son écosystème.	Moyen et long termes

Enjeu de durabilité	Impact matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description	Horizon de temps
	(1E) Détérioration de la santé financière de fournisseurs	D'éventuels non-respects des délais de paiement par le Groupe peuvent détériorer la santé financière de certains fournisseurs.	Court et moyen termes
Efficacité et intégrité des dispositifs d'alerte (voir la section 3.4.2.5)	*(3D)* Atteintes aux droits des lanceurs d'alerte	Le manque d'efficacité ou d'intégrité des dispositifs d'alerte menant à l'identification des lanceurs d'alerte peut porter atteinte aux droits des individus concernés.	Court terme

Enjeu de durabilité	Risque ou opportunité matériel *(correspondance Risques section 2.2)/Chaîne de valeur*	Description
Gouvernance (voir la section 3.4.1.6.2)	Opportunité liée aux politiques publiques	Des politiques publiques alignées avec les orientations stratégiques et priorités du Groupe peuvent créer des opportunités de nouveaux marchés et faciliter la sécurisation de sources de financements pour le Groupe.
	(3A) Risque lié aux politiques publiques	Les politiques publiques peuvent imposer des orientations stratégiques non alignées avec des décisions d'investissement et de désinvestissement durables en lien avec l'évolution du modèle d'affaires du Groupe, créant des risques de gouvernance et financiers pour le Groupe.
Gestion des relations avec les fournisseurs (voir la section 3.4.3)	Qualité des relations fournisseurs	Une relation durable et de qualité avec les fournisseurs peut permettre des gains mutualisés sur les conditions d'achats par exemple via des contrats cadres.
	(1E) Dépendance envers certains fournisseurs	Des incidents dans la relation fournisseurs ou une dépendance trop forte du Groupe auprès de certains fournisseurs peuvent affecter la continuité des opérations.
Éthique, conformité et transparence du lobbying (voir les sections 3.4.2 et 3.4.6)	*(3D)* Éthique des affaires et transparence des pratiques de lobbying	Des pratiques d'engagement des parties prenantes peu transparentes ou des violations de l'éthique (corruption et pratiques anti-concurrentielles) et du code de conduite par des collaborateurs du Groupe ou ceux de sa chaîne de valeur amont, peuvent entraîner des risques juridiques (enquêtes, non-conformités réglementaires, litiges), financiers (amendes) et réputationnels.
Sûreté et gestion de crise (1) (voir la section 3.4.5)	*(1B, 1C)* Incidents d'exploitation et de cybersécurité	Le Groupe pourrait risquer la perte de licence d'exploitation et de nombreuses autres conséquences financières en cas d'incident d'exploitation grave ou de cyberattaque. La continuité des activités nucléaires pourrait également être remise en question en cas d'incident grave survenant dans le cadre des activités d'un autre opérateur nucléaire.

(1) Sous-thème défini par EDF.

Les politiques publiques, les relations avec les fournisseurs et les questions d'éthique sont autant d'éléments susceptibles d'avoir des conséquences sur le Groupe. Des stratégies du Groupe non alignées avec les politiques publiques peuvent engendrer des risques, mais à l'inverse, des politiques alignées peuvent créer de nouvelles opportunités. Les lanceurs d'alerte, les relations avec les fournisseurs, et le respect du code de conduite sont également des enjeux importants et peuvent avoir des conséquences financières et réputationnelles si ceux-ci sont mal gérés. Une cyberattaque pourrait également avoir des conséquences financières et opérationnelles majeures. En revanche, une **bonne relation avec des fournisseurs fidélisés** peut entraîner des gains opérationnels, et l'entreprise peut contribuer à faire **progresser les questions de RSE au sein de son écosystème**.

L'identification des risques, opportunités et dépendances liés à la conduite des affaires a été réalisée en s'appuyant sur des sources internes et externes, telles que la cartographie des risques du Groupe et les rapports sectoriels SASB. Le Groupe a également identifié ses dépendances en matière de conduite des affaires en menant une analyse des dépendances de ses chaînes de valeur.

Aucun effet financier significatif actuel n'a été évalué pour les risques et opportunités matériels.

3.4.2 Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires

3.4.2.1 Le rôle des organes de gouvernance en lien avec l'éthique et la conformité

Pour plus d'informations sur la gouvernance générale du groupe EDF, voir la section 3.1.2 « Gouvernance ».

Le Comité exécutif du groupe EDF est chargé de déterminer les orientations et priorités du programme éthique et conformité, d'affecter les ressources nécessaires et de s'assurer du suivi et du contrôle de sa mise en œuvre pour le Groupe. Le Conseil d'administration d'EDF, par l'intermédiaire de son Comité de responsabilité d'entreprise, veille à la prise en compte de la réflexion éthique et conformité dans ses travaux. Le Comité exécutif et le Comité de responsabilité d'entreprise disposent également chaque année d'un rapport d'activité présenté par la Direction Éthique et Conformité Groupe (DECG).

Les administrateurs nouvellement nommés bénéficient d'une formation par la Directrice de la DECG au moment de leur prise de fonction.

La Direction Éthique et Conformité Groupe et son réseau éthique et conformité

Rattachée au Secrétariat Général, la DECG gère et coordonne, en lien avec les directions concernées, la mise en œuvre du programme « Éthique et conformité » Groupe.

Un réseau d'une cinquantaine de Responsables Éthique et Conformité (REC) présents dans les différentes entités du Groupe, tant en France qu'à l'international, relaie et déploie la politique Éthique et Conformité Groupe (PECG). Les REC participent aux comités de direction et rendent directement compte aux cadres dirigeants des entités du Groupe.

EDF est membre de plusieurs cercles et associations qui luttent contre la corruption. En particulier, EDF a intégré, en 2016, Transparency International France, au sein de laquelle elle participe au Forum des entreprises engagées (FEE), qui promeut l'adoption des meilleurs standards en matière de transparence et d'intégrité.

3.4.2.2 La politique RSE

Voir la section 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise ».

3.4.2.3 La politique Éthique et Conformité Groupe (PECG)

Le groupe EDF promeut, dans le respect de l'indépendance de gestion des gestionnaires d'infrastructures régulées, la culture d'intégrité et applique la tolérance zéro en matière de fraude et de corruption. Une conduite éthique et conforme aux lois est la règle absolue pour tous les salariés du Groupe, à tous les niveaux de l'entreprise, sans exception. Le groupe EDF s'engage à respecter et faire respecter les droits humains dans toutes ses activités et partout où il est présent.

L'Instruction Procédure d'alerte éthique, conformité et devoir de vigilance Groupe permet d'assurer une surveillance de l'application de la politique Éthique et Conformité Groupe.

La Direction Éthique et Conformité Groupe met en œuvre le programme Éthique et Conformité Groupe à partir des référentiels suivants :

Treize programmes de conformité

La PECG, mise à jour en janvier 2020, recense les programmes de conformité du Groupe ainsi que les principales règles que les cadres dirigeants doivent connaître, respecter et faire respecter dans leurs entités.

Elle comporte treize programmes de conformité :

- la prévention du risque de corruption et de trafic d'influence ;
- la prévention des conflits d'intérêts ;
- la lutte contre la fraude ;
- la conformité aux programmes de sanctions internationales ;
- la prévention du harcèlement et de la discrimination ;
- la prévention des abus de marché ;
- la prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme ;
- la conformité au règlement EMIR [1] ;
- la conformité au règlement REMIT [2] ;
- la prévention des manquements au droit de la concurrence ;
- la protection des données personnelles ;
- l'export control (biens à double usage) ;
- le devoir de vigilance (qui regroupe les thématiques de l'environnement, des droits humains et de la sécurité santé) (voir la section 3.6 « Plan de vigilance »).

Charte éthique et valeurs du Groupe

La Charte éthique Groupe définit les valeurs partagées au sein du collectif de travail. Elle place les exigences éthiques au cœur de la responsabilité du Groupe et, conformément à l'engagement du Président, promeut les comportements éthiques dans l'ensemble des activités professionnelles. La Charte éthique Groupe se concentre autour des trois valeurs du Groupe « Respect, Solidarité et Responsabilité », chacune déclinée en quatre exigences. Elle est accessible en français et en anglais sur le site internet d'EDF [3] et est disponible dans les onze autres déclinaisons linguistiques pour lesquelles le Groupe a une activité.

3.4.2.3.1 Programme anti-corruption

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi.

Un code de conduite éthique et conformité intégré au règlement intérieur et un régime disciplinaire

Ce code de conduite, revu en juin 2023 pour intégrer les évolutions réglementaires liées au dispositif d'alerte, définit et illustre, par des cas pratiques, les différents types de comportement auxquels les collaborateurs sont susceptibles d'être confrontés du fait de l'activité et de l'organisation du Groupe et devant être proscrits car susceptibles de caractériser des faits de corruption ou de trafic d'influence. Il définit des règles pour l'ensemble des thématiques qui ont été identifiées dans la cartographie des risques de corruption. Il prohibe le paiement de facilitations, et encadre les cadeaux et invitations. Tout manquement à l'une de ses règles peut donner lieu à des sanctions disciplinaires. Il est accessible aux salariés et aux tiers sur le site EDF, en français et en anglais [4].

3.4.2.3.2 La déontologie financière

La PECG fixe les exigences à respecter en termes de prévention des abus de marché, de prévention du risque de blanchiment de capitaux et de financement du terrorisme. Un Code de déontologie boursière complète cette politique. La PECG précise les exigences concernant la conformité au règlement européen EMIR.

La déclinaison de la réglementation EMIR au sein du groupe EDF, les implications pour les entités ainsi que les processus et contrôles associés sont décrits dans le guide support *EDF Group EMIR Policy Paper*.

3.4.2.3.3 Intégrité et transparence du marché de gros de l'énergie (règlement REMIT)

En application de la PECG et de la note d'instruction REMIT Groupe, les entités concernées doivent mettre en place un dispositif de conformité au règlement européen REMIT (relatif à l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie). Un *Compliance Officer* Groupe a pour mission de prévenir les risques de non-conformité en développant un environnement de contrôle adapté. La déclinaison opérationnelle de cette réglementation au sein du groupe EDF est mise en œuvre par les entités concernées au travers de processus et de contrôles associés. Pour EDF et les filiales françaises, une formation est disponible en *e-learning* depuis 2019 sur le portail interne de formation du Groupe. À fin 2025, 3 042 personnes ont été formées via ce dispositif.

3.4.2.3.4 La prévention des manquements au droit de la concurrence

Le groupe EDF fait de la prévention des pratiques anticoncurrentielles (ententes et abus de position dominante) un enjeu majeur pour ses collaborateurs. Dès 2010, le Groupe s'est doté d'un Programme de conformité « droit de la concurrence ». Son objectif est d'assurer la conformité au droit de la concurrence des activités des entités du Groupe en France et dans le monde et s'applique à l'ensemble des salariés. Toute

(1) European Market Infrastructure Regulation.
(2) Règlement (UE) n° 1227/2011, dit règlement « REMIT », sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie.
(3) https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/programme-ethique-et-conformite/le-respect-des-valeurs-du-groupe
(4) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-06/edfgroup_ethique-et-conformite_code-conduite_2023_vf.pdf

suspicion de pratique anticoncurrentielle peut faire l'objet d'un signalement dans le cadre du dispositif d'alerte mis en place par le Groupe (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »).

Un *e-learning* de sensibilisation au droit de la concurrence disponible sur le portail interne de formation du Groupe a réuni 619 participants en 2025. Il est aussi intégré dans le parcours de formation des administrateurs du groupe EDF, qui reçoivent également une sensibilisation complémentaire dans le cadre d'un module présentiel.

3.4.2.3.5 *Export control* et sanctions internationales

Dans le cadre de ses activités, en particulier nucléaires, EDF et ses filiales mènent différentes opérations pour leurs besoins propres, ou ceux de tiers, requérant l'utilisation de biens et technologies notamment ceux à « double usage » (« BDU »), *i.e.* usage civil et usage militaire. Cela peut les exposer à certains risques inhérents aux réglementations françaises, européennes et/ou étrangères spécifiques en la matière dont certaines ont une portée extraterritoriale, et qui peuvent imposer l'obtention d'une licence/autorisation auprès des autorités compétentes préalablement à tout transfert, exportation, réexportation, courtage, transit de tels biens et technologies.

Certaines réglementations, notamment américaines, ont instauré des restrictions d'accès à des biens et technologies à l'encontre d'entités étrangères pouvant concerner tant des BDU que tout autre bien du commerce.

Le Groupe, ou certains de ses partenaires, peuvent être exposés, directement ou indirectement, à des programmes de sanctions notamment (i) des sanctions internationales adoptées par le Conseil de sécurité des Nations Unies, (ii) des sanctions adoptées par des organisations régionales telles que l'Union européenne, et (iii) des sanctions adoptées par certains États de manière unilatérale et possédant, pour certains, une portée extraterritoriale.

Une Direction Groupe *Export Control* et Sanctions internationales a été créée en août 2019 afin de renforcer la capacité du Groupe à se conformer à ces réglementations. Une note d'instruction décrivant les procédures de conformité à mettre en œuvre a été adoptée par le Comité exécutif le 4 mai 2020 (et révisée en décembre 2023).

En avril 2022, la Direction *Export Control* et Sanctions internationales a mis en place deux *e-learnings* « *export control* » et « sanctions internationales » en français et anglais, accessibles à l'ensemble des salariés du Groupe sur le portail interne de formation du Groupe. Fin 2025, près de 2 000 salariés du Groupe ont été formés via notamment ces *e-learnings*, auxquels s'ajoutent ceux formés par la Direction *Export Control* et Sanctions internationales, de manière ciblée en présentiel ou Teams.

3.4.2.4 Politique fiscale – Contribution au développement par l'impôt

EDF a mis en place une politique fiscale Groupe pour définir les principes applicables, en matière de fiscalité, à l'ensemble des relations du Groupe [1] avec ses partenaires financiers ou commerciaux et les autorités publiques ou fiscales. La politique fiscale, validée en 2017 par le Comité exécutif, est portée par le Directeur Exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissements et Finance.

3.4.2.4.1 La politique fiscale du Groupe

Un périmètre large

La politique couvre l'ensemble des impôts du Groupe : impôts directs et indirects, taxes, contributions, prélèvements de toutes natures fiscales ou douanières à la charge finale de l'entreprise ou de ses clients (lorsque EDF est simplement collecteur pour le compte de tiers).

Cette politique doit être appliquée dans le Groupe, par toutes ses entités contrôlées quelle que soit leur nature ou leur situation géographique, à l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées pour lesquels elle constitue un guide. Le personnel du Groupe doit respecter cette politique qui vise à réduire les risques fiscaux auxquels il s'expose par ses activités.

Les orientations sont les suivantes :

- renforcer la performance fiscale du Groupe dans le strict respect des lois et réglementations fiscales nationales et internationales ;
- maîtriser les risques fiscaux par une amélioration continue et systématique, dans toutes les entités du Groupe, du recensement et de la gestion des risques fiscaux ;
- mettre en place les outils, les reportings et les actions nécessaires à la gestion prévisionnelle continue et optimisée du cash fiscal [2], ainsi qu'un pilotage attentif et proactif du taux effectif d'imposition du Groupe ;
- garantir les conditions nécessaires à l'obtention de rapports constructifs avec les autorités fiscales et publiques de toute nature en entretenant avec elles une relation transparente et professionnelle.

Des principes éthiques

Dans le cadre de la répartition entre pays des marges opérationnelles internes au Groupe, EDF veille à appliquer une politique de prix de transfert conforme aux principes de l'OCDE pour justifier les revenus qui en découlent. EDF ne dispose pas d'implantation juridique dans un territoire inscrit dans la liste des États et territoires non coopératifs tels que définis par la législation française et internationale qui ne soit pas sous-tendue par des raisons d'activité économique, et en aucun cas par de pures raisons fiscales. De même, les flux via ces pays sont prohibés s'ils ne sont justifiés que par des raisons fiscales.

Présence au Luxembourg et en Irlande

EDF a recours à des captives et à des mutuelles qui permettent de compléter les couvertures fournies par les marchés traditionnels de l'assurance et de diminuer le coût de ses programmes d'assurance (voir section 2.1.3.7 « Assurances »).

3.4.2.4.2 Les impôts payés par le Groupe

Fin 2025, le Groupe a, comme l'année précédente, télétransmis à l'administration fiscale française sa déclaration pays par pays (*country-by-country reporting*) des données de l'exercice 2024, conformément aux dispositions de l'article 223 quinquies C du Code général des impôts.

En 2025, le groupe EDF a supporté une charge de (3 407) millions d'euros d'impôts et de taxes en EBITDA, en diminution de 735 millions d'euros par rapport à 2024.

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (3 641) millions d'euros en 2025, correspondant à un taux effectif d'impôt de 31,58 %, contre une charge de (4 887) millions d'euros en 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 %.

La variation de la charge d'impôt de (1 246) millions d'euros entre 2025 et 2024 est analysée dans la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 8 « Impôts sur les résultats ».

L'impôt sur le résultat payé en 2025 par le Groupe s'élève à 2 668 millions d'euros contre 3 384 millions d'euros en 2024.

Le groupe EDF contribue au développement des territoires français par un versement annuel de plus de 1 000 millions d'euros d'impôts locaux au bénéfice des collectivités locales.

3.4.2.5 Protection des lanceurs d'alerte

Le processus de protection des lanceurs d'alerte avec les mécanismes en place pour identifier, signaler et examiner les cas de non-respect/comportements illicites, est décrit dans la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF ».

(1) À l'exception des gestionnaires d'infrastructures régulées, pour qui elle constitue un guide.
(2) Cash fiscal : impôt décaissé.

3.4.3 Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs

Le groupe EDF déploie une démarche d'Achats responsables, qui applique la politique RSE du Groupe (voir la section 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise ») à ses fournisseurs et sous-traitants. La déclinaison de la responsabilité d'entreprise auprès des fournisseurs est au cœur de l'activité des entités du Groupe, au travers de la prescription, de la contractualisation, du *contract management*, de la gestion des programmes industriels.

La prise en charge de la contractualisation et du *contract management* est répartie dans le Groupe entre les entités elles-mêmes (métiers et projets), ou par des entités spécialisées dans l'acte d'achat. En 2024, les entités spécialisées dans l'acte d'achat se sont regroupées dans une filière achat, dont l'objectif est d'harmoniser les pratiques dans l'ensemble du Groupe et de dégager des synergies au sein de cette filière, en lien étroit avec ses fournisseurs. La démarche de la filière et les actions 2025 sont précisées dans les sections 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables » et 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs ». L'intégration de la RSE dans les achats est une dimension structurante de la filière achats. La Direction des Achats Groupe (DAG) coordonne la filière achats du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance des sociétés du Groupe, et de l'indépendance de gestion d'infrastructures régulées (voir la présentation de la filière Achats en section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables »).

La filière Achats regroupe environ 2 000 acheteurs, en relation avec environ 130 000 fournisseurs actifs sur les deux années écoulées, et prend en charge un volume total d'achats de 35 Mds€.

La démarche d'achats responsables d'EDF est au cœur de la responsabilité sociétale et environnementale du Groupe sur sa chaîne d'approvisionnement.

3.4.3.1 Achats responsables

La démarche Achats responsables portant sur tous les champs de la RSE, environnement, droits humains et sécurité santé, développée dans la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables », décrit les actions clés mises en œuvre pour assurer des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs.

Gestion des dépendances entre EDF et la chaîne de fournisseurs

Le degré de dépendance des fournisseurs du Groupe est mesuré et collecté dans la base de données fournisseurs. Des accompagnements sont réalisés pour les degrés élevés de dépendance, par exemple : pour soutenir la diversification des clients d'un fournisseur ou pour la gestion des fins de contrats.

Cas particulier des fournisseurs de la filière nucléaire française

En 2024, la Direction Ingénierie et *Supply Chain* (DISC) a été créée pour poursuivre le développement d'une chaîne d'approvisionnement performante au service des projets nucléaires. En particulier, une démarche collaborative avec les fournisseurs stratégiques et à enjeux est déployée.

L'un des enjeux est d'attirer, former et recruter pour assurer la disponibilité des compétences nécessaires à la réalisation des projets industriels du Groupe.

EDF a également pris la décision de s'appuyer sur la certification d'un nouveau référentiel qualité adapté aux fournisseurs nucléaires, la norme ISO 19443, qui complète la norme de management ISO 9001 avec des exigences spécifiques au domaine nucléaire. Cette certification est le gage d'un investissement de toutes les parties prenantes, dans les fondamentaux au service de la qualité et la sûreté du nucléaire.

EDF a incité les fournisseurs de produits et services IPSN à s'engager dans cette certification ISO 19443. Les entités d'EDF concernées se sont également inscrites dans cette démarche, en lien avec ses fournisseurs. Avec l'appui du GIFEN [1], qui communique régulièrement sur l'intérêt de la démarche de certification, celle-ci se généralise dans la chaîne d'approvisionnement avec près de 200 fournisseurs français déjà certifiés (source NQSA [2]).

3.4.3.2 Les pratiques en matière de paiement

Le Groupe respecte les délais de paiement réglementaires des pays dans lequel il est établi afin de prévenir la détérioration de la santé financière des fournisseurs. Des initiatives supplémentaires telles que l'offre de facturation collaborative sont mises en place afin de maintenir la santé financière des fournisseurs et préserver des relations commerciales durables. En particulier, le Groupe offre à ses fournisseurs la possibilité de recourir au système d'affacturage inversé, mécanisme qui permet aux fournisseurs de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF. Les dettes relatives sont en conséquence comptabilisées en Dettes fournisseurs dans les comptes du Groupe. Pour les règlements en France, l'objectif de délai moyen de paiement fournisseurs repose sur la loi LME [3], c'est-à-dire un délai maximal de 60 jours calendaires.

Enjeu de durabilité	Indicateurs associés	Cible	Revue	Périmètre	2024	2025
Gestion des relations avec les fournisseurs	Nombre de jours de délais de paiement des factures fournisseurs	60	Annuelle	France, Royaume-Uni, Italie et Belgique	En France : 60 jours Au Royaume-Uni : 42 jours En Italie : 38 jours En Belgique : 46 jours	En France : 62 jours Au Royaume-Uni : 34 jours En Italie : 39 jours En Belgique : 45 jours

(1) GIFEN, Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire.
(2) NQSA *Nuclear Quality Standard Association* : association à but non lucratif lancée conjointement par Framatome et Bureau Veritas en janvier 2011. Ouverte à toutes les grandes centrales nucléaires, aux ingénieurs nucléaires et aux fabricants, la NQSA promeut l'application de la norme ISO et met en place un processus d'évaluation des fournisseurs axé sur le nucléaire.
(3) Loi de modernisation de l'économie adoptée en 2008 qui vise à stimuler la croissance économique, la compétitivité des entités et la simplification des règles administratives en instaurant notamment des mesures sur les délais de règlement entre entreprises.

Précision sur les indicateurs

Conformément à la réglementation, le Groupe publie ses pratiques en matière de paiement en utilisant un échantillon représentatif des entités du groupe EDF les plus significatives en matière de facturations fournisseurs. À ce titre, les pratiques en matière de paiement sont décrites pour la France (EDF SA, EDF PEI, Edvance, G2S, Sofilo, Immobilière du Plateau, Framatome, Enedis, EDF power solutions, le groupe ÉS et Dalkia), pour le Royaume-Uni (EDF Energy, Dalkia au Royaume-Uni et EDF power solutions au Royaume-Uni), pour la Belgique avec Luminus et pour l'Italie avec Edison.

En France, les entités françaises susvisées appliquent un délai de paiement contractuel de 60 jours à compter de la date d'émission de facture, en valeur, pour environ 81 % de ses factures annuelles. Elles payent 9 % de leurs factures fournisseurs avec un délai de 30 jours à compter de la date d'émission de la facture. Et de façon marginale, 3 % de leurs factures, en valeur, sont payables au comptant.

En France, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs du Groupe est de 62 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes. En 2025, le délai moyen a augmenté de 2 jours principalement du fait d'un changement au niveau du portail de facturation et la conduite du changement associée à réaliser auprès des fournisseurs.

Au Royaume-Uni, les entités du Groupe ayant des facturations sur le territoire britannique applique un délai de paiement de 14 jours à compter de la date d'émission de la facture ou de sa réception, en valeur, pour environ 53 % de ses factures annuelles. 16 % des factures, en valeur, sont payables à 60 jours à compter de la date de réception de la facture.

Au Royaume-Uni, le délai moyen de règlement des factures fournisseurs du Groupe est de 34 jours. Ce délai est basé sur l'ensemble des factures quel que soit le délai de paiement contractuel et exclut les factures intragroupes.

En Italie, les entités du Groupe règlent les factures avec un délai de paiement pouvant aller jusqu'à 30 jours pour un total de 85 % (dont 77 % sont imputables aux Distributeurs Locaux sur la base des délais standards de 30 jours à compter du terme défini par la délibération CADE et par le code de réseau de l'ARERA pour le gaz et l'électricité). En Italie, en référence aux pratiques de paiement des fournisseurs, il est constaté un délai moyen effectif de paiement des factures fournisseurs d'environ 39 jours, calculé à partir de la date de facturation ou du terme contractuellement prévu lorsque celui-ci est clairement identifiable.

En Belgique, Luminus utilise des conditions de paiement qui tiennent compte de la date d'émission de la facture ou de la date de réception. En valeur, environ 33 % des factures en valeur sont payables à 30 jours (25 % du nombre total de factures) et 28 % des factures en valeur sont payables à 60 jours (15 % du nombre total de factures). Près de 20 % du nombre de factures sont payables sous 45 jours : cela ne représente que 3 % du montant total des factures payées.

En Belgique, le délai moyen de paiement des factures est d'un peu moins de 45 jours. Ce terme s'applique à toutes les factures, quel que soit le délai de paiement contractuel, et exclut les factures inter-compagnies.

À la connaissance du Groupe, il existe 1 procédure judiciaire en cours concernant des retards de paiement susceptibles d'avoir ou ayant eu lieu au cours des 12 derniers mois. Cette procédure n'a pas d'effet significatif sur la situation financière ou la rentabilité du Groupe au 31 décembre 2025.

3.4.4 Prévention et détection de la corruption

3.4.4.1 Le programme anti-corruption

Conformément à la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique dite loi « Sapin 2 », EDF a mis en place un programme de conformité anticorruption intégrant les exigences de la loi et qui décrit les actions clés mises en œuvre dans le cadre de ce programme.

Le dispositif d'alerte éthique

La procédure de traitement des alertes du Groupe a été revue en 2023, afin d'intégrer les évolutions liées à la transcription en droit français de la directive européenne sur la protection des lanceurs d'alerte (voir la section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »). Ce même dispositif d'alerte est également ouvert aux tiers pour les thématiques relevant de la loi « Devoir de vigilance » du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

Une cartographie des risques

La cartographie des risques éthique et conformité est intégrée dans la démarche annuelle conduite par la Direction des Risques Groupe. Sur la base de cette cartographie, les entités du groupe EDF définissent un plan d'action de prévention et de réduction des risques adapté à leur contexte opérationnel. Depuis 2018, une cartographie spécifique « corruption » permet d'identifier et hiérarchiser les risques d'exposition à la corruption par secteur d'activité et par pays. En 2020, la méthodologie d'élaboration de cette cartographie a été renforcée pour s'appuyer davantage sur les spécificités opérationnelles des différents métiers et implantations géographiques du Groupe.

Un dispositif de contrôle d'intégrité des tiers

La PECG porte obligation aux cadres dirigeants des entités du Groupe concernées de mettre en place dans leurs entités un dispositif de contrôle de l'intégrité des partenaires avec lesquels le Groupe envisage de nouer ou de poursuivre une relation d'affaires. L'objectif est de s'assurer notamment de l'absence de risques d'exposition aux sanctions internationales ainsi que de l'insertion, dans chaque contrat, d'une clause donnant droit à EDF ou à sa filiale de rompre immédiatement la relation d'affaires en cas de non-respect d'un programme de sanctions internationales. En 2021, ce dispositif a été revu en cohérence avec la cartographie des risques de corruption du Groupe.

Des contrôles comptables

Des procédures de contrôle, contenant des exigences spécifiques à la détection et à la prévention de la corruption, ont été définies pour les différents processus du Groupe. Les anomalies susceptibles de donner lieu à caractérisation d'une fraude sont transmises au Responsable Éthique et Conformité de l'entité, après analyse technique le cas échéant.

Un dispositif d'évaluation interne

Un dispositif permet aux entités d'évaluer le niveau de déploiement, de maîtrise de chaque exigence clé et d'identifier les actions d'amélioration à engager.

Un dispositif de prévention des conflits d'intérêts

Les entités ont mis en place un dispositif visant à prévenir les conflits d'intérêts comprenant une sensibilisation des collaborateurs sur les situations à risques, un système de déclaration de leurs liens avec des organismes dans lesquels ils ont un intérêt personnel, et une obligation pour le manager de remédier à la situation de conflit d'intérêts dans le respect des libertés individuelles. Un guide support, intégrant notamment des cas pratiques pour aider les managers à identifier et à traiter les situations de conflit d'intérêts, a été mis en place début 2021, et est également utilisé par les REC et les managers pour sensibiliser les salariés lors de réunions dédiées.

Lutte contre la fraude

Conformément à la note d'instruction « Lutte contre la fraude », revue en octobre 2022 pour la simplifier et la rendre plus opérationnelle, les cadres dirigeants doivent élaborer dans leur entité des dispositifs pour sensibiliser leurs collaborateurs, mettre en place des contrôles afin de détecter des fraudes potentielles, investiguer les incidents, signaler les cas avérés et sanctionner les responsables.

Des dispositifs de formation

La DECG développe des actions de prévention et de formation pour le personnel d'EDF et de ses filiales (salariés permanents et non permanents – CDD, intérimaires, prestataires, stagiaires, doctorants...) et notamment :

- tous les salariés du Groupe (y compris les alternants, doctorants, stagiaires...), doivent réaliser de façon obligatoire le Pass Protection Groupe (cycle court de trois *e-learnings* essentiels) pour « faire Groupe » face aux risques rencontrés dans les trois domaines : éthique et conformité, sécurité santé, cybersécurité. Chaque partie du Pass Protection Groupe est accessible, et déclinée en 9 langues, via le portail unique de formation et de développement d'EDF, PowerSkills ;
- la mise à disposition de nombreux supports de sensibilisation sur sa communauté dédiée, au sein de l'intranet Groupe ;
- la mise en place de modules de formation en *e-learning*, en particulier une formation interactive au code de conduite sous la forme de deux *e-learnings* (« Tous salariés » et « Salariés exposés »), en français et en anglais, permettant d'approfondir et de tester ses connaissances (en 2025, 4 609 participants à « Salariés exposés » et 8 088 « Tous salariés ») ;
- des formations spécifiques en présentiel : formations génériques auprès des nouveaux entrants du réseau éthique et conformité, des administrateurs de filiales ou des *contract managers*, ainsi que deux formations, en français et en anglais, réalisées par des avocats à destination des salariés du Groupe chargés de l'évaluation des tiers et du traitement des alertes.

En complément, la Direction Juridique Groupe et la DECG proposent un *e-learning* « prévenir la corruption et le trafic d'influence », accessible à l'ensemble des salariés sur la plateforme e-campus, permettant d'appréhender les bons comportements à adopter dans des situations relatives aux relations d'affaires, aux conflits d'intérêts et aux cadeaux. Le suivi d'un *e-learning* anticorruption est obligatoire pour tout salarié entrant dans une fonction exposée au risque de corruption, identifiée par chaque entité au travers de son analyse de risques de corruption (*e-learning* intégré aux parcours de formation manager, manager de projets, acheteur, *contract manager*, etc.).

En 2025, 74 % des salariés du Groupe (hors Enedis) exposés au risque de corruption ont été formés. Enedis, engagée jusqu'ici vis-à-vis des profils principalement cadres, a mis en place dès fin 2025 un programme de formation à destination de tous ses salariés et reportera dès 2026. Ce chiffre est en légère augmentation par rapport à l'année dernière. Le Groupe travaille à une harmonisation des parcours de formation en 2026.

3.4.4.2 Cible de formation anticorruption des personnes exposées

Une formation anticorruption est obligatoire pour tout salarié entrant dans une fonction exposée au risque de corruption (*e-learning* intégré aux parcours de formation manager, manager de projets, acheteur, *contract manager*, etc.).

Le groupe EDF s'est engagé pour une cible à fin 2027 de 100 % de formation des personnes entrant dans une fonction exposée au risque de corruption.

3.4.4.3 Cas de corruption recensés

Les indicateurs relatifs aux faits de corruption sont les suivants :

- nombre de condamnations pour des faits de corruption passive ou active imputables à des personnes physiques ou à des personnes morales ;
- montant des amendes pour infraction à la législation anticorruption ;
- mesure(s) prise(s) pour remédier au non-respect des procédures et normes anti-corruption et les actes de corruption. Cet indicateur intègre les mesures mises en place pour remédier et prévenir la réitération de tels faits (actions de sensibilisation, modification des procédures de prévention, renforcement des contrôles, etc.).

En 2025, il n'y a pas eu de condamnation pour des infractions de corruption concernant des personnes morales ou physiques. Par conséquent, les informations relatives aux mesures de remédiation et à l'implication des acteurs intervenant dans la chaîne de valeur sont sans objet.

3.4.5 Sûreté et gestion de crise

3.4.5.1 Politique de gestion de crise et continuité d'activité

En cas d'évènement exceptionnel, les mesures prises pour gérer les crises peuvent être coûteuses, au-delà des coûts de réparation des dégâts causés par la catastrophe et du manque à gagner correspondant à l'interruption des biens et des services fournis par le Groupe. Pour faire face à ce risque, EDF a établi une politique Gestion de crise et Continuité d'activité définissant les principes d'organisation, ainsi que le dispositif nécessaire à sa mise en œuvre (voir la section 2.1.3 « Les principaux programmes de maîtrise des activités »).

3.4.5.2 Le programme Sécurité du patrimoine et des systèmes d'information

Le risque cybersécurité fait partie des risques majeurs du groupe EDF. Depuis plusieurs années, le groupe EDF s'est doté d'un programme Sécurité des informations et des systèmes d'information couvert par les politiques Sécurité du patrimoine face à la malveillance, Sécurité des systèmes d'information et Gouvernance des SI et de la transformation numérique (voir la section 2.1.3 « Les principaux programmes de maîtrise des activités »).

Les principales actions de maîtrise du risque cybersécurité mises en œuvre en 2025 sont décrites dans la section 2.2.1 « Risques liés à la performance opérationnelle » – 1C « Atteintes au patrimoine, notamment attaques cyber ».

3.4.5.3 Sûreté

Le Groupe développe les plus hauts standards en termes de sûreté nucléaire et de sûreté hydraulique.

3.4.5.3.1 Sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique à EDF est constituée de l'ensemble des dispositions prises lors de la conception, de la maintenance et de l'exploitation des aménagements hydroélectriques pour assurer la protection des personnes et des biens contre les dangers liés à l'eau et dus à la présence ou au fonctionnement des ouvrages (voir la section 1.4.1.3.1.3 « La sûreté hydraulique »).

La sécurité des personnes – public, prestataires et personnel – est la priorité absolue d'EDF. La sûreté hydraulique est une condition impérative d'exercice du métier de producteur d'hydroélectricité.

3.4.5.3.2 Sûreté nucléaire

L'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR) en France et l'*Office for Nuclear Regulation* (ONR, Office pour la sécurité nucléaire civile) au Royaume-Uni veillent au respect des règles de sécurité nucléaire comme prescrites par le Code de l'environnement. Priorité absolue pour

EDF, la sûreté des installations nucléaires est assurée, au titre de la responsabilité première de l'exploitant, de la conception à l'exploitation jusqu'à la déconstruction. La politique « Sûreté nucléaire du groupe EDF » a été validée en 2025 (voir la section 1.4.1.1.2.2 « Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection »). Elle exige notamment pour toute entité du Groupe une organisation de crise efficace, mobilisable à tout moment, qui s'entraîne et s'améliore par des exercices réguliers, notamment avec les autorités locales et nationales.

Compte tenu de l'importance de l'enjeu de la sûreté nucléaire, une information et une communication claires et transparentes sur les évènements et leurs impacts éventuels sont promues dans le Groupe. Ce dialogue de qualité est recherché et entretenu avec le personnel salarié et ses représentants, les sous-traitants, les instances de contrôle (ASNR et ONR), les collectivités locales, le HCTISN [1], et toutes les autres parties prenantes de la sûreté nucléaire.

Le Conseil de sûreté nucléaire, présidé par le Président-Directeur Général d'EDF se réunit plusieurs fois par an et examine notamment le bilan annuel de la sûreté nucléaire du groupe EDF. Un inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection (IGSNR) est nommé par le Président-Directeur Général auquel il est rattaché. Il réalise des missions d'inspection dans l'ensemble des activités nucléaires du groupe EDF. Il porte un avis indépendant sur la sûreté nucléaire au sein d'EDF. Son rapport annuel fait l'objet de directives suivies en Conseil de sûreté. Il est rendu public et disponible sur internet.

Pour des développements en matière de sûreté nucléaire, voir notamment les sections 1.4.1.1.2.2 « Sûreté nucléaire, environnement, radioprotection », 1.4.5.1.2 « Les activités d'EDF Energy » et 2.2.2 « Risques spécifiques aux activités nucléaires ».

Conceptions des installations

La sûreté d'exploitation des installations nucléaires est prise en compte, dès la conception des ouvrages, et fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations des personnels du groupe EDF et de ses prestataires. La sûreté nucléaire fait l'objet de contrôles internes (revues annuelles, plans de contrôles internes et d'audits de l'inspection nucléaire en France) et externes (*peer reviews* entre les entreprises membres de l'association WANO [2] *et audits OSART* [3]) conduits par les experts de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA).

Exercices

En situation accidentelle, une organisation de crise est prévue pour limiter les impacts sur l'environnement et sur les populations, et assurer la sécurité de l'installation. Cette organisation de crise s'appuie sur deux plans étroitement coordonnés, conçus pour les niveaux national et local. Il s'agit :

- du plan d'urgence interne pour chaque site nucléaire élaboré par EDF ;
- du plan particulier d'intervention élaboré par les préfets, en collaboration avec les services de l'État et EDF.

Afin d'assurer une meilleure efficacité, ces plans prennent notamment en compte des risques d'origine externe (inondation…) ou interne (incendie…). La pertinence du dispositif d'alerte, d'information et de protection des populations est évaluée régulièrement au travers d'exercices de simulation d'accidents. Chaque année, une centaine d'exercices est organisée pour l'ensemble du parc nucléaire français, soit environ un tous les trois jours. Une dizaine d'entre eux est d'ampleur nationale sous la direction de l'ASNR. Ils impliquent EDF et les pouvoirs publics, dont notamment les préfectures. Dès ses premières analyses qui ont suivi l'accident de Fukushima de mars 2011, EDF a enrichi son organisation de gestion de situation de crise. Il a mis en place un dispositif national capable d'apporter rapidement une aide matérielle et humaine à un site en grande difficulté. Ce dispositif appelé « Force d'action rapide nucléaire » (FARN) a fait l'objet d'exercices de simulation à partir des bases régionales situées à Civaux, Paluel, Dampierre et Bugey. Il peut être déployé sur une tranche de n'importe quel site en difficulté. La FARN permet des interventions en parallèle sur six tranches d'un même site.

Les moments opérationnels majeurs de la FARN en 2025 se sont articulés sur cinq exercices nationaux dans des CNPE. Un exercice de grande ampleur réunissant une grande partie des services régionaux, s'est déroulé en juin sur deux semaines. 60 équipiers de la FARN se sont déployés pendant six semaines à Mayotte après le passage du cyclone Chido.

Au niveau de l'acquisition des matériels majeurs, tous les services régionaux sont désormais équipés de l'ensemble du convoi source froide ultime (SFU). Cela clôture ainsi l'acquisition des équipements pour les nouvelles missions pour la totalité de la FARN. Enfin, deux nouveaux postes de commandements en conteneurs sur berce, robustes et équipés de moyens de communication satellitaires de dernière génération, ont été acquis en cours d'année.

Formations

Par ailleurs, la politique de sûreté nucléaire du Groupe est intégrée dans les formations applicables aux personnels d'EDF et de ses prestataires. Après une formation initiale de plusieurs mois, allant jusqu'à 24 mois pour les postes clefs (ingénieur sûreté, opérateur…), chaque salarié doit suivre des recyclages obligatoires. Leur fréquence est annuelle, bisannuelle ou trisannuelle, en fonction des métiers et des domaines.

Indicateur INES

	2023	2024	2025
Événements significatifs de niveau 2 sur l'échelle INES *(en nombre)* [1]	1*	0	0

* *Événement initialement de niveau 1, au périmètre d'EDF Energy, requalifié de niveau 2 en 2024.*

(1) Indicateur spécifique au groupe EDF.

Précision sur les indicateurs

L'indicateur INES concerne le nombre d'évènements significatifs pour la sûreté (ESS) de niveau 2 sur l'échelle INES (International Nuclear Event Scale). L'indicateur est au périmètre Groupe.

3.4.6 Influence politique et activités de lobbying

3.4.6.1 Le groupe EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable

Les activités de lobbying sont encadrées par la charte du lobbying responsable Groupe [4] et respectent la Charte éthique Groupe [5]. Au sein du groupe EDF, les activités de lobbying sont placées sous la responsabilité de la direction de chacune des entités du Groupe.

EDF s'engage à mener toutes ses actions de lobbying direct et indirect en ligne avec l'Accord de Paris et son objectif de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C au-dessus du niveau préindustriel, en lien avec les parties prenantes institutionnelles, les associations professionnelles, les organisations non gouvernementales et le milieu académique. EDF s'engage également à mener toutes ses actions de lobbying en ligne avec

(1) HCTISN, Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire.
(2) *WANO, World Association of Nuclear Operators.*
(3) *OSART, Operational Safety Analysis Review Team.*
(4) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-06/edfgroup_responsible-advocacy-charter_20240605_va.pdf, charte signée par la Directrice Impact Groupe et le Directeur des Affaires gouvernementales et internationales du Groupe
(5) www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/engagements/Ethique%20Conformite/charte-ethique/20190416-edf_charte_ethique_fr_page_hd.pdf, charte signée par le Président-Directeur Général du Groupe

sa raison d'être et ses principes de transition juste [1]. Toutes les positions clés d'EDF sur les sujets climatiques font l'objet, d'une validation par le Comité de pilotage des relations avec les pouvoirs publics, à l'exception de celles qui concernent les gestionnaires d'infrastructures régulées au sens du Code de l'énergie. Ce comité, présidé par le directeur des affaires publiques et internationales, se réunit chaque semaine et rassemble notamment la Direction de la Stratégie du Groupe, la Direction des Affaires Publiques, la Direction des Affaires Européennes, la Direction de la Régulation et la Direction Juridique.

L'évaluation de l'engagement du Groupe passe par un processus d'examen dont la méthode et les résultats sont publiés [2]. Il consiste notamment en des revues et des évaluations annuelles des principales associations professionnelles partenaires d'EDF. Cette évaluation mesure leur alignement avec la raison d'être d'EDF, l'Accord de Paris et son objectif de limiter le réchauffement climatique à un niveau de 1,5 °C par rapport au niveau préindustriel et avec les principes de Transition juste. Si ce processus d'examen révèle des désalignements matériels, la position d'EDF est d'encourager les associations à adopter une approche plus proactive en matière de plaidoyer pour le climat. Si EDF identifie une faible probabilité d'évolution, le processus d'examen peut conduire à réévaluer l'adhésion du Groupe à certaines organisations et envisager d'en rejoindre de nouvelles.

EDF est un représentant d'intérêts au sens de la loi Sapin 2 [3] et, à ce titre, est inscrite au répertoire des représentants d'intérêts de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique (HATVP). Les gestionnaires de réseau RTE et Enedis, ainsi que Dalkia, sont également inscrits, chacun déclarant les actions de représentation d'intérêts réalisées au cours de l'année. La liste des personnes en charge d'une activité de représentation d'intérêts identifiées au répertoire fait l'objet d'une mise à jour régulière. EDF transmet également à la HATVP [4] une déclaration annuelle portant sur les actions de représentation d'intérêts effectuées à savoir les actions visant à influer sur une décision publique réalisées auprès des responsables publics nationaux identifiés par le législateur.

Au niveau européen, EDF est inscrite au registre de transparence (n° 39966101835-69) du Parlement européen et de la Commission européenne, met régulièrement à jour ses données, et applique le code de conduite qui lui est annexé. EDF expose ses positions de manière publique via ce registre de transparence [5] et via les associations dont elle est membre [6]. Ses principaux messages en la matière sont en outre disponibles via les médias sociaux (LinkedIn, X).

Concernant les conflits d'intérêts, voir la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts », et les mandats et fonctions des membres du Conseil d'administration et du Comité exécutif, voir les section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration » et 4.3 « Direction Générale ».

3.4.6.2 Le groupe EDF promeut les politiques publiques qui incitent à la décarbonation

EDF, en tant que premier producteur mondial d'électricité sans émission directe de CO_2 [7], fait partie des acteurs non étatiques de premier plan dans les discussions internationales sur le changement climatique. En lien avec son implantation géographique, le Groupe est actif au niveau mondial, en particulier en Europe et en France. Le Groupe s'engage en particulier à promouvoir l'accélération de l'électrification des usages et les organisations de marché favorisant un mix de production d'électricité décarbonée.

3.4.6.2.1 Au niveau français

EDF œuvre à l'accélération de la transition énergétique française et à sortir de la dépendance aux énergies fossiles. EDF est notamment membre de l'Union française de l'électricité (UFE) qui promeut un ensemble de réformes pour préparer l'avenir du système énergétique vers le « Zéro émission nette » [8].

EDF soutient l'initiative « 1 Pacte Climat » [9] lancée en 2023 par le MEDEF et ses partenaires AFEP, Collège des Directeurs du développement durable (C3D), Entreprises et Progrès, Entreprises pour l'Environnement (EpE) et le Pacte mondial de l'ONU – Réseau France. Cette initiative vise à valoriser et promouvoir les innovations, solutions, technologies, produits et services bas carbone des entreprises implantées en France pour réussir la transition vers une économie bas carbone.

EDF est partie prenante de l'élaboration de la Stratégie française sur l'énergie et le climat (SFEC) lancée en 2022, feuille de route de la France pour atteindre la neutralité carbone en 2050 et assurer l'adaptation de la société aux impacts du changement climatique. EDF a déposé plusieurs cahiers d'acteurs soulignant l'urgence d'accélérer les actions de décarbonation de la société française et de sortir des énergies fossiles : cahier d'acteur EDF relatif à la SFEC [10], cahier d'acteur EDF relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie et à la Stratégie nationale bas carbone [11], cahier d'acteur EDF relatif au Plan national d'adaptation au changement climatique [12].

Dans le cadre de l'initiative « Sport Sponsors Climate Pledge [13] », EDF s'est engagée en mai 2023 à conditionner, à partir de 2025, toute décision de sponsoriser un évènement sportif à la mise en place par l'évènement d'objectifs de réduction carbone alignés avec l'Accord de Paris. EDF a été partenaire premium des Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024. En fournissant une électricité décarbonée et 100 % renouvelable pour les Jeux olympiques et paralympiques de Paris 2024, EDF a contribué à l'objectif de diviser par deux les émissions carbone liées à l'organisation de l'évènement par rapport à la moyenne des éditions précédentes.

3.4.6.2.2 Au niveau européen

La Direction des Affaires Européennes (DAE) d'EDF, rattachée au Secrétariat Général, anime les engagements des entités d'EDF auprès des institutions européennes, des associations professionnelles et des groupes de réflexion (« think tanks »).

EDF a largement contribué aux discussions sur les textes du paquet *Fit for 55*, lors de la précédente mandature (2019-2024), en particulier sur la mise en place d'un marché européen de gaz à effet de serre robuste, et contribue aux débats qui animent la nouvelle Commission européenne depuis 2024. Plus précisément, le Groupe défend une approche permettant de préserver l'ambition climatique en faveur de la neutralité carbone en 2050, notamment via des prix CO_2 robustes, tout en garantissant à l'ensemble de l'économie de gagner en compétitivité et en résilience, et ce aussi bien sur le volet de la production que de la consommation d'énergie :

- encourager une électrification des usages, partant du constat que l'électrification stagne en Europe alors qu'elle devrait s'accélérer pour répondre aux objectifs climatiques et industriels. EDF appelle donc à une mobilisation politique forte pour inverser cette tendance, en mettant en place un plan d'action européen pour l'électrification doté de cibles claires, d'indicateurs de suivi et de mécanismes de soutien adaptés, y compris à travers une taxation non discriminatoire de l'électricité ;

(1) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2025-12/edfgroup_cahier-transition-juste_20251209_fr.pdf
(2) https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2025-06/edfgroup_climate-policy-engagement-review_2024_va.pdf
(3) Pour la définition de représentant d'intérêts, voir www.hatvp.fr/la-haute-autorite/lencadrement-du-lobbying/definition-stricte/
(4) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(5) Hors RTE, gestionnaire du réseau de transport et Enedis, gérée dans le respect d'indépendance de gestions, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(6) EDF et les sociétés qu'elle contrôle. Ce contrôle est en particulier établi par la détention, directe ou indirecte, par EDF, de la majorité du capital ou des droits de vote au sein des organes de gouvernance des sociétés concernées. Hors RTE et Enedis, filiales gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion, au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(7) Voir la section 3.1.1 « Trajectoire carbone du Groupe ».
(8) ufe-electricite.fr/transition-energetique-au-service-des-francais/
(9) 1pacteclimat.fr/
(10) concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/cahier-dacteur-ndeg66-edf.
(11) concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/voir-les-cahiers-dacteurs-deposes.
(12) https://consultation-pnacc.ecologie.gouv.fr/voir-les-cahiers-dacteurs-deposes.html
(13) Le sport soutient l'engagement en faveur du climat – ChangeNOW.

- assurer qu'un éventail complet de technologies à faible émission de carbone contribue à une décarbonation économiquement optimale, en soutenant un mix énergétique fondé sur des actifs électriques pilotables – notamment le nucléaire et l'hydroélectricité –, des énergies renouvelables, des réseaux intelligents et des gaz décarbonés – notamment l'hydrogène électrolytique – pour les secteurs difficiles à électrifier. Ces enjeux ont particulièrement été développés dans le scénario « *Net Zero* 2050 » qu'EDF a porté auprès des décideurs publics européens, en défendant une vision systémique du système énergétique.

Enfin, EDF souligne que la compétitivité européenne ne peut être dissociée de ses ambitions climatiques et environnementales. À travers ses actions de lobbying, ses contributions aux initiatives de la Commission européenne, le Groupe défend une approche équilibrée, capable de concilier décarbonation, attractivité industrielle, sécurité énergétique et préservation des ressources naturelles.

3.4.6.2.3 Au niveau international

Dès 2017, le groupe EDF s'est engagé dans la coalition *Powering Past Coal Alliance* [1] qui promeut la sortie du charbon dans le cadre de l'Accord de Paris, dès 2030 dans les pays européens, et avant 2050 pour le reste du monde. Cette coalition est à l'origine de la Coal Transition Commission, coprésidée par la France, et de l'appel de 25 pays à exclure toute nouvelle installation charbon de leur contribution déterminée au niveau national dans le cadre de l'Accord de Paris [2].

EDF soutient le développement de toutes les énergies bas carbone dans le monde. EDF soutient notamment la *Global Renewable Alliance* appelant à tripler les capacités d'énergie renouvelable et à doubler le taux annuel d'amélioration de l'efficacité énergétique au niveau mondial d'ici à 2030 [3]. EDF est membre fondateur de *The Utilities for Net Zero Alliance* (UNEZA) créée à la COP28 à Dubaï et dont le secrétariat est assuré par l'*International Renewable Energy Agency* (IRENA).

EDF s'est également engagée à œuvrer pour tripler la capacité nucléaire mondiale d'ici 2050 en signant en septembre 2023 le « *Net Zero Nuclear Industry Pledge* », initiative relayée par plus de 20 pays dans une déclaration formelle lors de la COP28 [4] en présence du Président-Directeur Général d'EDF.

L'engagement du groupe EDF en faveur du climat est reconnu au niveau international. Le groupe EDF était présent à la COP30 en novembre 2025 à Belém (Brésil), notamment pour mettre en avant les pratiques innovantes en matière de décarbonation des systèmes électriques dans les territoires isolés comme en Guyane. À la Climate Week New York 2024, l'organisation InfluenceMap a classé le groupe EDF parmi les 41 entreprises mondiales leaders de l'action climatique [5].

3.4.6.3 L'encadrement du financement des partis politiques

Le groupe EDF respecte les lois et réglementations en vigueur concernant le financement des partis politiques. Conformément à la législation en vigueur en France, EDF n'effectue aucun financement aux partis politiques.

Les filiales du Groupe en Italie et au Royaume-Uni ont directement inscrit dans leur code de conduite l'interdiction de financer les partis politiques. À noter que de tels financements sont interdits par la loi en Belgique.

Dans les pays où cela est autorisé (par exemple aux États-Unis), les sociétés du groupe EDF peuvent déterminer s'il est approprié de fournir un soutien financier. Dans l'affirmative, celui-ci doit respecter le principe de neutralité. Les sociétés du Groupe concernées doivent signaler tout financement à leur maison mère chaque année.

En 2025, EDF power solutions a effectué des versements aux États-Unis, d'un montant de 52 500 dollars US sous forme de *Political Action Committee contributions* et de 956 000 dollars US sous forme de *corporate contributions*. Framatome a effectué des versements aux États-Unis d'un montant de 190 000 dollars US.

(1) poweringpastcoal.org/members.
(2) poweringpastcoal.org/news/countries-join-call-to-action-for-no-new-coal-in-national-climate-plans/.
(3) globalrenewablesalliance.org/supporters/.
(4) www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/6666/CP_EDF-COP28-V4-clean.pdf
(5) influencemap.org/briefing/Global-Leaders-in-Climate-Policy-Engagement-2024-29339.

3.5 Annexes et Rapport de certification des informations en matière de durabilité

3.5.1 Annexes

3.5.1.1 Liste des exigences de publication respectées

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
ESRS 2	***Informations générales***		
BP-1	Base générale pour la préparation de l'état de durabilité	Section 3.1.1 « Base d'établissement de l'état de durabilité »	
BP-2	Publication d'informations relatives à des circonstances particulières	Section 3.1.1 « Base d'établissement de l'état de durabilité »	
GOV-1	Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
GOV-2	Informations transmises aux organes d'administration, de direction et de surveillance de l'entreprise et enjeux de durabilité traités par ces organes	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
GOV-3	Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »	
GOV-4	Déclaration sur la vigilance raisonnable	Section 3.5.1.5 « Déclaration sur la vigilance raisonnable »	
GOV-5	Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité	Section 3.1.2.4 « Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité »	
SBM-1	Stratégie, modèle économique et chaîne de valeur	Section 3.1.3.1 « Stratégie, modèle d'affaires et chaîne de valeur »	
SBM-2	Intérêts et points de vue des parties prenantes	Section 3.1.3.2 « Intérêts et points de vue des parties prenantes »	
SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.1.3.3.2 « Impacts, risques et opportunités matériels identifiés » et section 3.1.3.4 « Stratégie et modèle économique du groupe EDF en réponse aux enjeux matériels »	
IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels	Section 3.1.3.3.1 « Description des enjeux de durabilité matériels »	
IRO-2	Exigences de publication au titre des ESRS couvertes par l'état de durabilité de l'entreprise	Section 3.5.1.1 « Liste des exigences de publication respectées »	
ESRS E1	***Changement climatique***		
E1.GOV-3	Intégration des performances en matière de durabilité dans les mécanismes d'incitation	Section 3.1.2.3 « Intégration des résultats en matière de durabilité dans les systèmes de rémunération »	
E1-1	Plan de transition pour l'atténuation du changement climatique	Section 3.2.2.1 « Atténuation du changement climatique » et section 3.2.2.3 « Résilience du modèle d'affaires face au changement climatique : utilisation de scénarios climatiques »	
E1.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.2 « ESRS E1 – Changement climatique » et section 3.1.3.4 « Stratégie et modèle économique du groupe EDF en réponse aux enjeux matériels »	
E1.IRO-1	Description des processus permettant d'identifier et d'évaluer les impacts, risques et opportunités matériels liés au climat	Section 3.2.2 « ESRS E1 – Changement climatique »	
E1-2	Politiques liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci	Section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique » et section 3.2.2.2.1 « Politique liée à l'adaptation au changement climatique »	
E1-3	Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique	Section 3.2.2.1.2 « Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique »	
E1-4	Cibles liées à l'atténuation du changement climatique et à l'adaptation à celui-ci	Section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique » et section 3.2.2.2.3 « Cible et indicateur relatifs à l'adaptation au changement climatique »	
E1-5	Consommation d'énergie et mix énergétique	Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »	
E1-6	Émissions brutes de GES des Scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe – émissions annuelles de GES »	
E1-7	Projets d'absorption et d'atténuation des GES financés au moyen de crédits carbone	Section 3.2.2.1.2.3.1. « Contribution carbone »	
E1-8	Tarification interne du carbone	Section 3.2.2.3.3 « L'utilisation d'un prix interne du carbone pour orienter les investissements »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
E1-9	Effets financiers attendus des risques physiques et de transition matériels et des opportunités potentielles liées au climat		Mise en œuvre progressive
ESRS E2	***Pollution***		
E2.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à la pollution	Section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution »	
E2-1	Politiques en matière de pollution	Section 3.2.3.1 « Politiques en matière de maîtrise de la pollution »	
E2-2	Actions et ressources relatives à la pollution	Section 3.2.3.2.1 « Actions relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) », Section 3.2.3.3 « Actions relatives à la dépollution dans les sols » Section 3.2.3.4 « Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière de prévention et contrôle des pollutions »	
E2-3	Cibles en matière de pollution	Section 3.2.3.2.2 « Cibles relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) »	
E2-4	Pollution de l'air, de l'eau et des sols	Section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières » et section 3.2.3.3 « Actions relatives à la dépollution dans les sols »	
E2-5	Substances préoccupantes et substances extrêmement préoccupantes		Non matériel
E2-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la pollution		Mise en œuvre progressive
ESRS E3	***Ressources hydriques et marines***		
E3.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés aux ressources hydriques et marines	Section 3.2.4 « ESRS E3 – Ressources hydriques »	
E3-1	Politiques en matière de ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques »	
E3-2	Actions et ressources relatives aux ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.2.3 « Actions relatives aux prélèvements et aux consommations d'eau douce » et section 3.2.4.3.1 « Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau douce » Section 3.2.4.4 « Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière de ressources hydriques »	
E3-3	Cibles en matière de ressources hydriques et marines	Section 3.2.4.2.4 « Cibles relatives aux prélèvements et consommations d'eau douce » et section 3.2.4.3.2 « Cible et indicateur relatifs à la gestion multi-usage de la ressource en eau douce »	
E3-4	Consommation d'eau	Section 3.2.4.2 « Prélèvements et consommations d'eau »	
E3-5	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés aux ressources hydriques et marines		Mise en œuvre progressive
ESRS E4	***Biodiversité et écosystèmes***		
E4.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur lien avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.5 « ESRS E4 – Biodiversité et écosystème »	
E4.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques, dépendances et opportunités matériels liés à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5 « ESRS E4 – Biodiversité et écosystème »	
E4-1	Plan de transition et prise en considération de la biodiversité et des écosystèmes dans la stratégie et le modèle économique	Section 3.2.5 « ESRS E4 – Biodiversité et écosystème »	
E4-2	Politiques relatives à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »	
E4-3	Actions et ressources liées à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.2 « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-4	Cibles liées à la biodiversité et aux écosystèmes	Section 3.2.5.3 « Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-5	Indicateurs d'impact concernant l'altération de la biodiversité et des écosystèmes	Section 3.2.5.3 « Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes »	
E4-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à la biodiversité et aux écosystèmes		Mise en œuvre progressive

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
ESRS E5	*Utilisation des ressources et économie circulaire*		
E5.IRO-1	Description des processus d'identification et d'évaluation des impacts, risques et opportunités matériels liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6 « ESRS E5 – Utilisation de ressources et économie circulaire »	
E5-1	Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire	Section 3.2.6.1 « Politiques en matière d'utilisation des ressources et d'économie circulaire »	
E5-2	Actions et ressources relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes » et section 3.2.6.4 « Dépenses et efforts de recherche alloués aux actions en matière d'utilisation de ressources et économie circulaire »	
E5-3	Cibles relatives à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire	Section 3.2.6.2.2 « Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes »	
E5-4	Flux de ressources entrants	Section 3.2.6.2 « Flux de ressources entrantes »	
E5-5	Flux de ressources sortants	Section 3.2.6.3 « Économie circulaire – Déchets »	
E5-6	Effets financiers attendus des risques et opportunités liés à l'utilisation des ressources et à l'économie circulaire		Mse en œuvre progressive
ESRS S1	*Personnel de l'entreprise*		
S1.SBM-3	Impacts, risques et opportunités matériels et leur interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.2 « ESRS S1 – Effectif de l'entreprise »	
S1-1	Politiques concernant le personnel de l'entreprise	Section 3.3.2.1 « Politiques concernant les effectifs du groupe EDF »	
S1-2	Processus de dialogue avec le personnel de l'entreprise et ses représentants au sujet des impacts	Section 3.3.2.2 « Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants »	
S1-3	Processus de réparation des impacts négatifs et canaux permettant au personnel de l'entreprise de faire part de ses préoccupations	Section 3.3.2.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux collaborateurs du groupe EDF de faire part de leurs préoccupations »	
S1-4	Actions concernant les impacts matériels sur le personnel de l'entreprise, approches visant à gérer les risques matériels et à saisir les opportunités matérielles concernant le personnel de l'entreprise, et efficacité de ces actions	Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs » et section 3.3.2.5.1 « Actions liées aux compétences et formations » Section 3.3.2.6.1 « Actions relatives à la sécurité et la santé » Section 3.3.2.7.1 « Actions liées à la diversité, mixité »	
S1-5	Cibles liées à la gestion des impacts négatifs matériels, à la promotion des impacts positifs et à la gestion des risques et opportunités matériels	Section 3.3.2.5.2 « Cibles et indicateurs relatifs à la formation et au développement des compétences » Section 3.3.2.6.2 « Cibles relatives à la sécurité santé » Section 3.3.2.7.2 « Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité »	
S1-6	Caractéristiques des salariés de l'entreprise	Section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs » et section 3.3.2.7.2 « Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité »	
S1-7	Caractéristiques des non-salariés assimilés au personnel de l'entreprise		Mise en œuvre progressive
S1-8	Couverture des négociations collectives et dialogue social	Section 3.3.2.2.1 « Dialogue social » et section 3.3.2.2.2 « Indicateurs relatifs à la négociation collective »	
S1-9	Indicateurs de diversité	Section 3.3.2.7 « Égalité, diversité et inclusion pour tous »	
S1-10	Salaires décents	Section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »	
S1-11	Protection sociale		Mise en œuvre progressive
S1-12	Personnes handicapées	Section 3.3.2.7.1.4 « Ancrage handicap, un engagement de longue date »	
S1-13	Formation et développement des compétences	Section 3.3.2.5 « Formation et développement des compétences »	
S1-14	Santé et sécurité	Section 3.3.2.6 « Sécurité et santé de tous »	
S1-15	Équilibre entre vie professionnelle et vie privée		Mise en œuvre progressive
S1-16	Indicateurs de rémunération (écart de rémunération et rémunération totale)	Section 3.3.2.7 « Égalité, diversité et inclusion pour tous » et section 3.3.2.4.1 « Actions et indicateurs relatifs aux effectifs »	
S1-17	Cas, plaintes et impacts graves sur les droits humains	Section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
ESRS S2	*Travailleurs de la chaîne de valeur*		
S2.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.3 « ESRS E2 – Travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-1	Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les travailleurs de la chaîne de valeur	Section 3.3.3.2 « Processus de dialogue avec les travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations	Section 3.3.3.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux travailleurs de la chaîne de valeur de faire part de leurs préoccupations »	
S2-4	Actions concernant les incidences importantes sur les travailleurs de la chaîne de valeur, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les travailleurs de la chaîne de valeur, et efficacité de ces actions	Section 3.3.3.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur »	
S2-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Section 3.3.3.5 « Indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur »	
ESRS S3	*Communautés affectées*		
S3.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.4 « ESRS S3 – Communautés affectées »	
S3-1	Politiques relatives aux communautés touchées	Section 3.3.4.1 « Politiques relatives aux communautés affectées »	
S3-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les communautés touchées	Section 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées »	
S3-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux communautés touchées de faire part de leurs préoccupations	Section 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations »	
S3-4	Actions concernant les incidences importantes sur les communautés touchées, approches visant à gérer l es risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les communautés touchées, et efficacité de ces actions	Section 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées »	
S3-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Section 3.3.4.5 « Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées »	
ESRS S4	*Consommateurs et utilisateurs finaux*		
S4.SBM-3	Incidences, risques et opportunités importants et interaction avec la stratégie et le modèle économique	Section 3.3.5 « ESRS - S4 - Consommateurs et utilisateurs finaux »	
S4-1	Politiques relatives aux consommateurs et utilisateurs finaux	Section 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » Section 3.3.5.2.1 « Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique » Section 3.3.5.3.1 « Politique relative au respect de la vie privée/à la protection des données personnelles des consommateurs et utilisateurs finaux »	
S4-2	Processus d'interaction au sujet des incidences avec les consommateurs et utilisateurs finaux	Section 3.3.5.1.2 « Processus de dialogue relatif à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » Section 3.3.5.2.2 « Processus de dialogue relatif à la lutte contre la précarité énergétique » Section 3.3.5.3.2 « Processus de dialogue avec les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles »	
S4-3	Procédures visant à remédier aux incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations	Section 3.3.5.1.3 « Procédures de réparation des impacts négatifs et canaux permettant de faire part des préoccupations en lien avec la continuité et fourniture d'électricité » Section 3.3.5.2.3 « Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant de faire part de leurs préoccupations relatives à la précarité énergétique » Section 3.3.5.3.3 « Procédures de réparation des incidences négatives et canaux permettant aux consommateurs et utilisateurs finaux de faire part de leurs préoccupations en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles »	

Exigence de publication respectée	Intitulé	Section	Non concerné
S4-4	Actions concernant les incidences importantes sur les consommateurs et utilisateurs finaux, approches visant à gérer les risques importants et à saisir les opportunités importantes concernant les consommateurs et utilisateurs finaux, et efficacité de ces actions	Section 3.3.5.1.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité » Section 3.3.5.2.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la lutte contre la précarité énergétique » Section 3.3.5.3.4 « Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés pour les consommateurs et utilisateurs finaux en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles »	
S4-5	Cibles liées à la gestion des incidences négatives importantes, à la promotion des incidences positives et à la gestion des risques et opportunités importants	Section 3.3.5.1.5 « Cibles et indicateurs relatifs à la continuité et fourniture d'électricité » Section 3.3.5.2.5 « Cibles et indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique » Section 3.3.5.3.5 « Cibles et indicateurs en lien avec le respect de la vie privée/la protection des données personnelles »	
ESRS G1	***Conduite des affaires***		
G1.GOV-1	Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance	Section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »	
G1-1	Culture d'entreprise et politiques en matière de conduite des affaires	Section 3.4.2 « Gouvernance et politiques en matière de conduite des affaires »	
G1-2	Gestion des relations avec les fournisseurs	Section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »	
G1-3	Prévention et détection de la corruption et des pots-de-vin	Section 3.4.4 « Prévention et détection de la corruption »	
G1-4	Cas de corruption ou de versement de pots-de-vin	Section 3.4.4.3 « Cas de corruption recensés »	
G1-5	Influence politique et activités de lobbying	Section 3.4.6.1 « Le groupe EDF s'engage pour un lobbying transparent et responsable »	
G1-6	Pratiques de paiement fournisseurs	Section 3.4.3 « Des relations durables et équilibrées avec les fournisseurs »	

3.5.1.2 Tableau de tous les points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS 2 GOV-1 21 d) Mixité au sein des organes de gouvernance	X		X		Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration » et section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »
ESRS 2 GOV-1 21 e) Pourcentage d'administrateurs indépendants			X		Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »
ESRS 2 GOV-4 30 Déclaration sur la vigilance raisonnable	X				Section 3.5.1.5 « Déclaration sur la vigilance raisonnable »
ESRS 2 SBM-1 40 d) i) Participation à des activités liées aux combustibles fossiles	X	X	X		Section 3.2.7 « Taxonomie verte »
ESRS 2 SBM-1 40 d) ii) Participation à des activités liées à la fabrication de produits chimiques	X		X		Non concerné
ESRS 2 SBM-1 40 d) iii) Participation à des activités liées à des armes controversées	X		X		Non concerné
ESRS 2 SBM-1 40 d) iv) Participation à des activités liées à la culture et à la production de tabac			X		Non concerné
ESRS E1-1 14 Plan de transition pour atteindre la neutralité climatique d'ici à 2050				X	Section 3.2.2.1.1 « Politiques liées à l'atténuation du changement climatique »
ESRS E1-1 16 g) Entreprises exclues des indices de référence « Accord de Paris »		X	X		Section 3.2.2.1.3.2 « Une trajectoire carbone compatible 1,5 °C »
ESRS E1-4 34 Cibles de réduction des émissions de GES	X	X	X		Section 3.2.2.1.3 « Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique »
ESRS E1-5 38 Consommation d'énergie produite à partir de combustibles fossiles ventilée par source d'énergie (uniquement les secteurs ayant un fort impact sur le climat)	X				Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-5 37 Consommation d'énergie et mix énergétique					Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-5 40-43 Intensité énergétique des activités dans les secteurs à fort impact climatique	X				Section 3.2.2.1.3.6 « Focus énergie : consommation d'énergie et efficacité énergétique »
ESRS E1-6 44 Émissions brutes de GES des Scopes 1, 2 ou 3 et émissions totales de GES	X	X	X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe – émissions annuelles de GES »
ESRS E1-6 53-55 Intensité des émissions de GES brutes	X	X	X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe – émissions annuelles de GES »
ESRS E1-7 56 Absorptions de GES et crédits carbone			X		Section 3.2.2.1.3.1 « Bilan carbone du Groupe – émissions annuelles de GES »
ESRS E1-9 66 Exposition du portefeuille de l'indice de référence à des risques physiques liés au climat		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 66 a) Désagrégation des montants monétaires par risque physique aigu et chronique		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 66 c) Localisation des actifs importants exposés à un risque physique matériel		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 67 c) Ventilation de la valeur comptable des actifs immobiliers de l'entreprise par classe d'efficacité énergétique		X			Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E1-9 69 Degré d'exposition du portefeuille aux opportunités liées au climat			X		Disposition de mise en œuvre progressive
ESRS E2-4 28 Quantité de chaque polluant énuméré dans l'annexe II du règlement E-PRTR (registre européen des rejets et des transferts de polluants) rejetés dans l'air, l'eau et le sol	X				Section 3.2.3.2.3 « Indicateurs relatifs aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) »
ESRS E3-1 9 Ressources hydriques et marines	X				Section 3.2.4 « ESRS E3 – Ressources hydriques »
ESRS E3-1 13 Politique en la matière	X				Section 3.2.4.1 « Politiques en matière de ressources hydriques »
ESRS E3-1 14 Pratiques durables en ce qui concerne les océans et les mers	X				Non matériel
ESRS E3-4 28 c) Pourcentage total d'eau recyclée et réutilisé	X				Section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »
ESRS E3-4 29 Consommation d'eau totale en m^3 par rapport au chiffre d'affaires généré par les propres activités de l'entreprise	X				Section 3.2.4.2.5 « Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau »

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS 2- SBM 3 – E4 16a)	X				Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes »
ESRS 2- SBM 3 – E4 16b)	X				Section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes »
ESRS 2- SBM 3 – E4 16c)	X				Non concerné
ESRS E4-2 24 b) Pratiques ou politiques foncières/agricoles durables	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E4-2 24 c) Pratiques ou politiques durables en ce qui concerne les océans/mers	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E4-2 24 d) Politiques de lutte contre la déforestation	X				Section 3.2.5.1 « Politiques en matière de biodiversité »
ESRS E5-5 37 d) Déchets non recyclés	X				Section 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets »
ESRS E5-5 39 Déchets dangereux et déchets radioactifs	X				Section 3.2.6.3.3 « Indicateurs relatifs aux déchets »
ESRS 2- SBM3 – S1 14 f) Risque de travail forcé	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur » et section 3.3.2 « ESRS S1 – Effectif de l'entreprise »
ESRS 2- SBM3 – S1 14 g) Risque d'exploitation d'enfants par le travail	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S1-1 20 Engagements à mener une politique en matière des droits de l'homme	X				Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 21 Politiques de vigilance raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			X		Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 22 Processus et mesures de prévention de la traite des êtres humains	X				Section 3.3.1.1.1 « Respect des standards internationaux »
ESRS S1-1 23 Politique de prévention ou système de gestion des accidents du travail	X				Section 3.3.1.1.2 « Les droits des collaborateurs du Groupe et des travailleurs de la chaîne de valeur » et section 3.3.2.1.2 « La politique Prévention Sécurité Santé »
ESRS S1-3 32 c) Mécanismes de traitement des différends ou des plaintes	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF »
ESRS S1-14 88 b) c) Nombre de décès et nombre et taux d'accidents liés au travail	X		X		Section 3.3.2.6.3 « Indicateurs relatifs à la sécurité santé »
ESRS S1-14 88 e) Nombre de jours perdus pour cause de blessures, d'accidents, de décès ou de maladies	X				Section 3.3.2.6.3 « Indicateurs relatifs à la sécurité santé »
ESRS S1-16 97 a) Écart de rémunération entre hommes et femmes non corrigé	X		X		Section 3.3.2.7.2.2 « Autres indicateurs liés à la diversité, mixité »
ESRS S1-16 97 b) Ratio de rémunération annuelle totale de la personne la mieux payée par rapport au niveau médian de rémunération annuelle totale (à l'exclusion de l'individu le mieux payé)	X				Section 3.3.2.4.1.6 « Rémunération, levier de performance et d'attractivité »
ESRS S1-17 103 a) Cas de discrimination	X				Section 3.3.1.2.8 « Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise », section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 »
ESRS S1-17 104 a) Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2.8 « Focus sur les incidents graves en matière de droits humains pour les effectifs de l'entreprise »
ESRS 2- SBM3 – S2 11 b) Risque important d'exploitation d'enfants par le travail ou de travail forcé dans la chaîne de valeur	X				Section 3.3.3 « ESRS S2 – Travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 17 Engagements à mener une politique en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 18 Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur	X				Section 3.3.3.1 « Politiques relatives aux travailleurs de la chaîne de valeur »
ESRS S2-1 19 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 »
ESRS S2-1 19 Politiques de diligence raisonnable sur les questions visées par les conventions fondamentales 1 à 8 de l'Organisation internationale du travail			X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 »

Points de données découlant d'autres actes législatifs de l'UE	Référence SFDR	Référence pilier 3	Référence règlement sur les indices de référence	Référence loi européenne sur le climat	Section
ESRS S2-4 36 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme recensés en amont ou en aval de la chaîne de valeur	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 »
ESRS S3-1 16 Engagements à mener une politique en matière de droits de l'homme			X		Section 3.3.4.1 « Politiques relatives aux communautés affectées »
ESRS S3-1 17 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme, des principes de l'OIT et/ou des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 »
ESRS S3-4 36 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 »
ESRS S4-1 16 Politiques en matière de consommateurs et d'utilisateurs finaux	X				Sections 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux » et 3.3.5.2.1 « Politique relative à la lutte contre la précarité énergétique »
ESRS S4-1 17 Non-respect des principes directeurs relatifs aux entreprises et aux droits de l'homme et des principes directeurs de l'OCDE	X		X		Section 3.3.5.1.1 « Politique relative à la continuité et fourniture d'électricité pour les consommateurs et utilisateurs finaux »
ESRS S4-4 35 Problèmes et incidents en matière de droits de l'homme	X				Section 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF » et section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 »
ESRS G1-1 10 b) Non-respect de la Convention des Nations Unies contre la corruption	X				Non concerné
ESRS G1-1 10 d) Pas de politique en place pour la protection des lanceurs d'alerte	X				Non concerné
ESRS G1-4 24 a) Amendes pour infraction à la législation sur la lutte contre la corruption et les actes de corruption	X		X		Section 3.4.4.3 « Cas de corruption recensés »
ESRS G1-4 24 b) Normes de lutte contre la corruption et les actes de corruption	X				Section 3.4.4.1 « Le programme anti-corruption »

3.5.1.3 Informations de l'état de durabilité incorporées par référence

Information concernée	Exigences de divulgation [1]	Renvois à d'autres parties du DEU
La stratégie du groupe EDF	BP-2	Section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et section 1.3.2 « Priorités de la stratégie »
Les changements intervenus dans la stratégie du Groupe	BP-2	Section 1.2.3 « Faits marquants »
Le modèle d'affaires du groupe EDF (ainsi que les atouts et ressources et la création de valeur)	BP-2	Section 1.1 « Chiffres clés et modèle d'affaires » et section 1.4 » Description des activités du Groupe »
Les facteurs de risques du groupe EDF	GOV-5	Chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise »
Les risques généraux du Groupe	GOV-5	Section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »
La cartographie générale des risques du Groupe	GOV-5	Section 2.2 « Risques auxquels le Groupe est exposé »
Les dispositifs de maîtrise de risque et de contrôle interne du groupe EDF	GOV-5	Section 2.1 « Gestion des risques et maîtrise des activités »
Le Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG) autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe	GOV-5	Section 2.1.3.4 « Approbation des engagements »
Le périmètre de consolidation	BP-1	Section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 » – Note 3 « Périmètre de consolidation »
La composition, les missions, et pouvoirs, les compétences et expertises, le fonctionnement du Conseil d'administration d'EDF	GOV-1	Section 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration »
La composition du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »
Les comités du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.3 « Comités du Conseil d'administration »
La composition du Comité exécutif	GOV-1	Section 4.3.1 « Composition du Comité exécutif »
Canaux de formation du Conseil d'administration aux sujets de responsabilité sociale et environnementale	GOV-1	Section 4.2.2.7 « Information et formations des administrateurs »
Les impacts, risques et opportunités, tous les sujets de durabilité traités par le Comité de responsabilité d'entreprise	GOV-1	Section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »
La liste des impacts, risques et opportunités importants a été présentée au Comité des risques et de l'audit et au Comité de responsabilité d'entreprise	GOV-1	Section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil d'administration »
Les rôles et les missions de la Référente climat du Conseil d'administration	GOV-1	Section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »
La Revue du plan de transition climatique du Groupe par le Comité de la stratégie	GOV-1	Section 4.2.3.1 « Comité de la stratégie »
Les attentes et intérêts des parties prenantes dans la stratégie et les objectifs du Groupe	SBM-2	Section 1.3.1 « Environnement et enjeux stratégiques »

3.5.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité

Pour cartographier ses enjeux RSE, EDF s'appuie depuis plusieurs années sur une analyse de matérialité. La première analyse de matérialité a été réalisée en 2014 et révisée à plusieurs occasions. Cet exercice, basé sur des études documentaires, des entretiens et des ateliers, a impliqué des représentants des différentes catégories de parties prenantes du Groupe. Entre 2023 et 2024, le Groupe a révisé son analyse, pour obtenir l'analyse de double matérialité en conformité avec les exigences méthodologiques des normes ESRS. En 2025, l'analyse a été mise à jour en suivant la méthodologie décrite dans la section 3.5.1.4.2.

L'analyse de double matérialité prend en compte à la fois la matérialité financière et la matérialité d'impact :

- un enjeu de durabilité est financièrement matériel s'il génère des risques et/ou opportunités pouvant affecter la situation financière de l'entreprise à court, à moyen et à long terme ;
- un enjeu de durabilité est matériel du point de vue impact lorsqu'il concerne des impacts, réels ou potentiels, positifs ou négatifs de l'entreprise sur les personnes et sur l'environnement à court, moyen ou long terme.

Ainsi cette analyse permet de définir les enjeux de durabilité et les impacts, risques ou opportunités (IRO) matériels pour le groupe EDF.

3.5.1.4.1 Méthodologie de mise à jour de la double matérialité

La mise à jour de la double matérialité a pour objectif de détecter des éventuelles évolutions à réaliser vis-à-vis du résultat de l'analyse de l'exercice précédent. Cette mise à jour s'appuie sur :

- la mise en correspondance entre les risques remontés via l'exercice de cartographie annuelle des risques (voir la section 3.1.3.5 « Correspondance entre les IRO et les principaux risques auxquels le Groupe est exposé ») et les IRO de la double matérialité ;
- la veille habituelle des revues des enjeux émergents identifiés par diverses parties prenantes internes et externes.

Le SDC et les comités spécialisés du Conseil d'administration valident le résultat.

3.5.1.4.2 Méthodologie d'établissement de la double matérialité

L'analyse de double matérialité a été entamée en septembre 2023 après la définition d'un processus mené et validé par la Direction Impact. Le processus global a permis d'assurer une conformité avec les exigences de la CSRD, tout en s'assurant de la cohérence avec les enjeux RSE et la cartographie des risques du Groupe. Le processus a compris trois étapes majeures : la capitalisation sur l'existant pour établir la chaîne de valeur et les sujets de durabilité pertinents, l'identification des impacts, risques et opportunités (IRO) en découlant, et enfin l'évaluation de la matérialité de ces IRO.

(1) *Disclosure requirement DR.*

Capitalisation de l'existant		Identification des IRO		Évaluation des IRO	
PHASE 1	**PHASE 2**	**PHASE 3**	**PHASE 4**	**PHASE 5**	**PHASE 6**
Identification des sujets ESG	Revue documentaire & registre des risques	Liste préliminaire d'IRO	Revue des IRO par les métiers	Évaluation des IRO	Challenge & validation

3.5.1.4.2.1 Capitalisation sur l'existant

EDF a intégré la RSE dans ses processus et sa stratégie depuis de nombreuses années, permettant au Groupe d'alimenter son analyse de double matérialité. Afin de répondre aux exigences de la CSRD, EDF a utilisé ses documents et travaux précédemment menés pour cadrer le champ d'évaluation de la matérialité et du processus d'identification des IRO. Ainsi les principales étapes de cette phase sont :

- la réalisation, en étroite collaboration avec la Direction de la Stratégie du Groupe, de la cartographie des chaînes de valeur d'EDF incluant les relations d'affaires amont et aval ;
- la revue des enjeux tels que définis dans les ESRS et présentés dans l'ESRS 1 AR16 et la revue des sujets supplémentaires spécifiques au secteur et pertinents pour EDF et pour sa chaîne de valeur ;
- la revue documentaire d'éléments comme les standards et *frameworks* sectoriels RSE clés (tel que le SASB [1], le GRI [2], l'OPCC [3], le WBCSD [4], etc), les études de matérialité précédentes, des documents externes analysés (Commission nationale du débat public, RepRisk, études universitaires, etc.), les publications des pairs.

EDF a ainsi défini un ensemble de sujets de durabilité pour encadrer l'identification des impacts, des risques et des opportunités. Cette liste a permis d'identifier les IRO pertinents pour le Groupe et de s'assurer que l'ensemble des sujets étaient couverts.

3.5.1.4.2.2 Identification des IRO

Le Groupe a par la suite réalisé une identification extensive des IRO pertinents notamment via :

- une revue documentaire minutieuse, en particulier de la cartographie des risques du Groupe. 78 documents internes et externes (notamment issus du GIEC [5], WBCSD, SASB, WWF [6], OFB [7], ADEME, TNFD, RepRisk, etc.) ont contribué à l'identification initiale des IRO. La revue documentaire permet d'identifier un large éventail d'impacts, risques et opportunités, exprimés par les parties prenantes internes et externes du Groupe, permettant d'éviter un biais de représentativité par rapport à une approche uniquement centrée sur des entretiens ;
- l'analyse des chaînes de valeur du Groupe et de ses dépendances ;
- des entretiens avec des experts internes des différents métiers du Groupe.

La préparation initiale et la revue itérative de la liste initiale d'IRO ont représenté plus de 17 entretiens et ateliers incluant plus de 50 personnes. Le processus suivi a été le même, quelle que soit la norme considérée. Les parties prenantes internes impliquées dans la revue de la liste des IRO étaient sélectionnées pour leur expertise sur chaque enjeu de durabilité. Les responsables de chaque filière technologique du Groupe ont été impliqués pour réviser l'ensemble de la liste des IRO environnementaux. Les équipes en charge du devoir de vigilance ont contribué à l'identification des IRO, afin d'assurer un alignement entre le processus du devoir de vigilance et le processus d'évaluation de double matérialité. Le comité de gouvernance du projet CSRD a révisé l'intégralité de la liste d'IRO identifiés.

3.5.1.4.2.3 Évaluation des IRO

Les IRO ont été évalués en utilisant les seuils de matérialité définis par le groupe EDF. EDF a utilisé l'explication ID 177 de l'EFRAG pour faire le lien entre son analyse de double matérialité et les différentes exigences de publication. Les évaluations des IRO restent pertinentes et toujours d'actualité cette année, la matérialité de l'information reste inchangée.

La Direction des Risques Groupe d'EDF a participé à la détermination de la méthodologie globale, des critères détaillés et des seuils de matérialité des risques et des opportunités.

Ces critères ont été déterminés en s'appuyant sur les approches de gestion des risques de l'entreprise disponibles au moment de l'analyse. Ils incluent les éléments suivants sur une échelle de 1 à 5 (1 étant le niveau le plus faible et 5 le plus élevé) :

	Impact positif	Impact négatif	Risque	Opportunité
Ampleur et étendue d'un impact positif Gravité d'un impact négatif Ampleur des effets financiers	Niveau déterminé par le plus haut niveau entre :		Ampleur des effets financiers sur le Groupe, déterminée par le plus haut niveau entre conséquences financières, réputationnelles, stratégiques, satisfaction client et climat social (seulement pour risque)	
	Ampleur et étendue de l'impact positif	Gravité : ampleur, étendue et irrémédiabilité de l'impact négatif		
Probabilité	Probabilité (1-5). NB : un score de 5 est attribué aux impacts réels par défaut		Probabilité (1-5)	

Les critères de probabilité pour les IRO s'apprécient selon cinq niveaux, allant de « minimal » à « absolu ». Chaque niveau est défini selon une méthode associant qualitatif et quantitatif, ainsi par exemple, le niveau de probabilité minimal correspond à un IRO très peu probable ou estimé inférieur à 1 % ; le niveau de probabilité absolu correspond à un IRO très probable ou avéré, ou estimé à une probabilité de 75 % ou plus.

Ainsi, chaque IRO est évalué selon sa probabilité (échelle de 1 à 5) et selon sa gravité (échelle de 1 à 5). Un IRO dont le niveau de gravité est absolu (niveau 5) sera considéré comme matériel. Pour les autres IRO, un score combinant la probabilité et la gravité est déterminé :

- si le score dépasse un seuil de matérialité quantitatif défini en accord avec la Direction Risques du Groupe, alors cet IRO est considéré comme matériel ;
- si le score est en deçà du seuil de matérialité défini, alors cet IRO est considéré comme non matériel.

Lors d'ateliers, les experts thématiques internes ont apporté leur contribution à la notation de chaque IRO.

(1) SASB, *Sustainability Accounting Standards Board.*
(2) GRI, *Global Reporting Initiative.*
(3) OPCC, Observatoire pyrénéen du changement climatique.
(4) WBCSD, *World Business Council for Sustainable Development.*
(5) GIEC, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
(6) WWF, *World Wide Fund for Nature.*
(7) OFB, Office français de la biodiversité.

L'évaluation de la probabilité, de l'ampleur et de l'étendue d'un impact positif, de la gravité d'un impact négatif ou de l'ampleur des effets financiers requiert la différenciation entre niveau brut et niveau net :

- le niveau brut est le niveau tenant compte de l'ensemble des dispositions existantes sur les actifs du Groupe et ne tient donc pas compte des mesures nouvelles engagées par l'organisation pour diminuer la gravité de l'impact négatif (par exemple : nouvelles unités de traitement des effluents, politique de gestion des déchets, etc.) ou l'ampleur des effets financiers associée à un risque. D'un point de vue financier, le niveau brut est considéré avant les dépenses nouvelles engagées pour diminuer la gravité de l'impact négatif ;
- le niveau net est, quant à lui, le niveau qui considère l'efficacité des actions engagées. D'un point de vue financier, le niveau net considère les dépenses engagées pour diminuer la gravité de l'impact négatif.

Dans le cas de la notation au sein de la CSRD, les niveaux suivants doivent être pris en compte :

- pour les impacts potentiels, et les risques et opportunités : notation brute ;
- pour les impacts réels, la notion brute ou nette n'est pas à considérer : la cotation a été réalisée sur la base des impacts constatés.

La probabilité, évaluée dans un deuxième temps, suit le même principe de notation entre nette et brute.

Les parties prenantes ont été très largement impliquées dans cette phase par :

- un échange approfondi avec des experts thématiques et des responsables au sein du Groupe, notamment les filières opérationnelles et les équipes des Directions du Groupe : Stratégie, Performance, Impact, Investissement et Finance (DP2IF), Risques, Ressources Humaines et les équipes en charge du devoir de vigilance ;
- la revue des résultats de l'évaluation des IRO par le Conseil de Parties Prenantes du groupe EDF, représentant les parties prenantes externes et les membres du CSE réunis en inter-commissions, en particulier pour les enjeux sociaux ;
- côté gouvernance, la revue des résultats de l'évaluation par le Comité de gouvernance du projet CSRD, le Comité stratégique RSE puis le comité spécialisé du Conseil d'administration.

Le processus suivi a été le même, quelle que soit la norme considérée. Les parties prenantes internes impliquées dans la revue de la liste des IRO dépendaient de la norme considérée ainsi que de la typologie des IRO. Ainsi, des ateliers séparés ont eu lieu pour réviser la notation des impacts d'une part, et des risques et opportunités d'autre part.

Considérations supplémentaires pour les impacts

Les critères d'ampleur et d'étendue d'un impact positif ou de gravité d'un impact négatif se distinguent selon cinq niveaux allant de « minimal » à « absolu ». La gravité d'un impact négatif est déterminée en fonction de son ampleur, son étendue ainsi que de son caractère irrémédiable. Les critères sont définis pour chaque niveau de façon généralement qualitative. Le caractère irrémédiable d'un impact négatif inclut une part quantitative dans les critères d'évaluation, ainsi par exemple, le niveau de gravité minimal de l'irrémédiabilité correspond à un impact négatif facilement remédiable dans un délai de 1 an ; le niveau de gravité absolu de l'irrémédiabilité correspond à un impact négatif non remédiable dans un délai de 30 ans et plus.

Dans le cas d'un impact négatif potentiel sur les droits de l'homme, la gravité de l'impact l'emporte sur sa probabilité.

EDF a mené un dialogue avec ses experts thématiques internes et ses responsables, notamment faisant partie des équipes des Directions de la Stratégie du Groupe, Risques Groupe, Performance, Impact, Investissement et Finance (DP2IF), Ressources Humaines et les experts métiers, à travers des ateliers afin de déterminer et d'évaluer la matérialité de ses impacts potentiels ou réels, positifs ou négatifs. La liste initiale d'IRO a été revue, éditée et complétée selon un processus itératif, incluant principalement les équipes internes suivantes :

- pour les IRO environnementaux, les équipes de la Direction Impact, incluant des experts représentant la nature pour considérer les thématiques des normes environnementales des ESRS, ainsi que des représentants des principales filières concernées par les impacts, risques et opportunités identifiés ;
- pour les IRO sociaux, les équipes de la Direction Impact ainsi que les équipes en charge du reporting autour du Devoir de vigilance, les équipes de la Direction Ressources Humaines du groupe EDF et les membres du CSE réunis en inter-commissions. Ces équipes ont été chargées de collecter les attentes des parties prenantes affectées, à savoir les salariés du Groupe et les travailleurs des chaînes de valeur amont et aval, ainsi que les communautés affectées et les clients et utilisateurs ;
- pour les IRO de gouvernance, les équipes de la Direction Impact ainsi que les équipes Éthique et Conformité du Groupe. Ces équipes ont été chargées de collecter les attentes des parties prenantes affectées, à savoir les lanceurs d'alerte, les fournisseurs et partenaires, les autorités publiques et la société civile.

Les impacts ont été formulés et évalués en prenant en compte les attentes des parties prenantes affectées (y compris celles de la nature, considérée comme partie prenante silencieuse).

Le processus de détermination des impacts en fonction de leur ampleur, de leur étendue, de leur probabilité et de leur caractère irrémédiable s'appuie sur des critères de notation alignés sur les Principes directeurs des Nations Unies et sur les Lignes directrices de l'OCDE sur l'évaluation de l'impact sur le développement durable.

Considérations supplémentaires pour les risques et opportunités

Les critères d'ampleur des effets financiers pour les risques et opportunités, se distinguent selon cinq niveaux allant de « minimal » à « absolu ». Ils sont définis séparément pour les risques et les opportunités, pour chaque niveau de façon qualitative.

Les risques et les opportunités ont été identifiés au cours des phases 2 et 3 via trois biais :

- par le biais d'une revue documentaire, en particulier sur la base de la cartographie des risques Groupe, et d'un engagement direct avec les parties prenantes ;
- dans le cadre de l'élaboration de la cartographie des chaînes de valeur, des intrants clés ont été identifiés dans le modèle des six capitaux de l'*Integrated Reporting Council*. Ces principales dépendances d'EDF ont contribué à l'élaboration de la liste des risques et opportunités ;
- dans le cadre du processus d'élaboration de la liste des risques et opportunités, tous les impacts ont été examinés afin de déterminer si des risques et/ou des opportunités sont susceptibles d'y être associés.

Enfin, les risques et opportunités identifiés et leur notation ont été validés avec des experts internes lors du comité de gouvernance CSRD.

Chaque risque ou opportunité a été évalué sur la base des critères de probabilité et de conséquence des effets financiers associés, sur la base des notations déjà réalisées par le système de gestion des risques de l'entreprise. Les données existantes relatives aux effets financiers anticipés ont été prises en compte dans le cadre de la détermination de la notation, mais l'évaluation quantitative de la conséquence financière de chaque risque ou opportunité n'a pas été entreprise dans le cadre de l'analyse de double matérialité.

3.5.1.5 Déclaration sur la vigilance raisonnable

Le plan de vigilance est inséré à la section 3.6 « Plan de vigilance » et des renvois sont prévus, le cas échéant.

Le tableau ci-dessous fournit une table de correspondance des informations fournies dans cet état de durabilité concernant le processus de vigilance raisonnable du Groupe.

Éléments du processus de vigilance raisonnable	Section
a) intégrer la vigilance raisonnable dans la gouvernance, la stratégie et le modèle économique	3.1.2.1 Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance 3.6.2 Gouvernance, pilotage et associations des parties prenantes (Plan de vigilance)
b) dialoguer avec les parties prenantes affectées	3.1.3.2 Intérêts et points de vue des parties prenantes 3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF 3.3.2.2 Processus d'interaction avec les effectifs du groupe EDF et leurs représentants 3.3.4.2 Processus de dialogue avec les communautés affectées 3.3.4.4.2 Les projets en France et à l'international
c) identifier et évaluer les impacts négatifs sur la population et l'environnement	3.5.1.4 Processus d'évaluation de double matérialité 3.3.1.2 Système d'alerte du groupe EDF 3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation (les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes)
d) mettre en œuvre des actions pour remédier aux impacts négatifs sur la population et l'environnement	3.2.2.1.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière de changement climatique 3.2.2.2.2 Actions et ressources en rapport avec les politiques en matière d'adaptation au changement climatique 3.2.3.2.1 Actions relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.4.3.1 Actions concernant la gestion multi-usage de la ressource en eau douce 3.2.4.2.3 Actions relatives aux prélèvements et aux consommations d'eau douce 3.2.5.2 Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes 3.2.6.2.1 Actions et ressources relatives aux ressources entrantes 3.2.6.3.1 Actions et ressources relatives aux déchets 3.3.2.4.1 Actions et indicateurs relatifs aux effectifs 3.3.2.5.1 Actions liées aux compétences et formations 3.3.2.6.1 Actions relatives à la sécurité et la santé 3.3.2.7.1 Actions liées à la diversité, mixité 3.3.3.4 Actions visant à gérer les incidences et risques matériels identifiés pour les travailleurs de la chaîne de valeur 3.3.4.4 Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées 3.3.5.1.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la continuité et fourniture d'électricité 3.3.5.2.4 Actions visant à gérer les incidences et risques identifiés en lien avec la lutte contre la précarité énergétique
e) suivre l'efficacité de ces efforts	3.1.2.4 Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité 3.2.2.1.3 Cibles et indicateurs relatifs à l'atténuation du changement climatique 3.2.2.2.3 Cible et indicateur relatifs à l'adaptation au changement climatique 3.2.3.2.2 Cibles relatives aux rejets de polluants dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.3.2.3 Indicateurs relatifs aux rejets dans l'air (NO_x, SO_2, poussières) 3.2.4.3.2 Cible et indicateur relatifs à la gestion multi-usage de la ressource en eau douce 3.2.4.2.4 Cibles relatives aux prélèvements et consommations d'eau douce 3.2.4.2.5 Indicateurs relatifs aux prélèvements et consommations d'eau 3.2.5.3 Cibles et indicateurs relatifs à la biodiversité et aux écosystèmes 3.2.6.2.2 Cible et indicateurs relatifs aux ressources entrantes 3.2.6.3.2 Cible relative aux déchets 3.2.6.3.3 Indicateurs relatifs aux déchets 3.3.2.5.2 Cibles et indicateurs relatifs à la formation et au développement des compétences 3.3.2.6.2 Cibles relatives à la sécurité santé 3.3.2.6.3 Indicateurs relatifs à la sécurité santé 3.3.2.7.2 Cible et indicateur relatifs à la diversité, mixité 3.3.2.7.2.2 Autres indicateurs liés à la diversité, mixité 3.3.3.5 Indicateurs relatifs aux travailleurs de la chaîne de valeur 3.3.4.5 Cibles et indicateurs relatifs aux communautés affectées 3.3.5.1.5 Cibles et indicateurs relatifs à la continuité et fourniture d'électricité 3.3.5.2.5 Cibles et indicateurs en lien avec la lutte contre la précarité énergétique

3.5.2 Rapport de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 de la société Electricité de France S.A., relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2025

À l'assemblée générale de la société Electricité de France,

Le présent rapport est émis en notre qualité de commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. (« EDF » ou « le Groupe »). Il porte sur les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2025 et incluses dans les sections 3.1 à 3.5.1 du chapitre 3 intitulé « Etat de durabilité et Plan de vigilance » du rapport sur la gestion du Groupe.

Nos travaux, qui portent sur ces informations, ont été réalisés dans un contexte évolutif caractérisé par des incertitudes sur l'interprétation des textes et le développement de pratiques de place.

En application de l'article L.233-28-4 du code de commerce, EDF est tenue d'inclure les informations précitées au sein d'une section distincte du rapport sur la gestion du Groupe.

Ces informations permettent de comprendre les impacts de l'activité du Groupe sur les enjeux de durabilité, ainsi que la manière dont ces enjeux influent sur l'évolution des affaires du Groupe, de ses résultats et de sa situation. Les enjeux de durabilité comprennent les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernement d'entreprise.

En application du II de l'article L.821-54 du code précité, notre mission consiste à mettre en œuvre les travaux nécessaires à l'émission d'un avis, exprimant une assurance limitée, portant sur :

- la conformité aux exigences découlant des normes d'information en matière de durabilité adoptées par la Commission européenne en vertu de l'article 29 ter de la directive (UE) 2013/34 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2013, telle que modifiée par la directive (UE) 2022/2464 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 (ci-après ESRS pour *European Sustainability Reporting Standards*) du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées, qui incluent, lorsque le Groupe y est soumis, l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L.2312-17 du code du travail ;
- la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans le rapport sur la gestion du Groupe avec les dispositions de l'article L.233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS ; et
- le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

L'exercice de cette mission est réalisé en conformité avec les règles déontologiques, y compris d'indépendance, et les règles de qualité prescrites par le code de commerce.

Il est également régi par les lignes directrices de la Haute Autorité de l'Audit *« Mission de certification des informations en matière de durabilité et de contrôle des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 »*.

Dans les trois parties distinctes du rapport qui suivent, nous présentons, pour chacun des axes de notre mission, la nature des vérifications que nous avons opérées, les conclusions que nous en avons tirées, et, à l'appui de ces conclusions, les éléments qui ont fait l'objet, de notre part, d'une attention particulière et les diligences que nous avons mises en œuvre au titre de ces éléments. Nous attirons votre attention sur le fait que nous n'exprimons pas de conclusion sur ces éléments pris isolément et qu'il convient de considérer que les diligences explicitées s'inscrivent dans le contexte global de la formation des conclusions émises sur chacun des trois axes de notre mission.

Enfin, lorsqu'il nous semble nécessaire d'attirer votre attention sur une ou plusieurs informations en matière de durabilité fournies par EDF dans son rapport sur la gestion du Groupe, nous formulons un paragraphe d'observations.

Limites de notre mission

Notre mission ayant pour objectif d'exprimer une assurance limitée, la nature (choix des techniques de contrôle) des travaux, leur étendue (amplitude), et leur durée, sont moindres que ceux nécessaires à l'obtention d'une assurance raisonnable.

Cette mission ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de EDF, notamment à porter une appréciation, qui dépasserait la conformité aux prescriptions d'information des ESRS sur la pertinence des choix opérés par EDF en termes de plans d'action, de cibles, de politiques, d'analyses de scénarios et de plan de transition.

En outre, s'agissant des informations prospectives, qui présentent par nature un caractère incertain, leurs réalisations futures différeront parfois de manière significative des informations prospectives présentées dans le rapport sur la gestion du groupe.

Cette mission permet cependant d'exprimer des conclusions concernant le processus de détermination des informations en matière de durabilité publiées, les informations elles-mêmes, et les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, quant à l'absence d'identification ou, au contraire, l'identification, d'erreurs, omissions ou incohérences d'une importance telle qu'elles seraient susceptibles d'influencer les décisions que pourraient prendre les lecteurs des informations objet de nos vérifications.

Les informations en matière de durabilité et les informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) n° 2020/852 peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenus pour leur établissement et présentés dans le rapport sur la gestion du groupe.

Conformité aux exigences découlant des normes ESRS du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées, qui incluent l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L.2312-17 du code du travail

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que :

- le processus défini et mis en œuvre par EDF incluant l'obligation de consultation du comité social et économique prévue au sixième alinéa de l'article L.2312-17 du code du travail lui a permis, conformément aux ESRS, d'identifier et d'évaluer ses impacts, risques et opportunités liés aux enjeux de durabilité, et d'identifier ceux de ces impacts, risques et opportunités matériels qui ont conduit à la publication des informations en matière de durabilité dans le rapport sur la gestion du Groupe, et
- les informations fournies sur ce processus sont également conformes aux ESRS.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions ou incohérences importantes concernant la conformité du processus mis en œuvre par EDF avec les ESRS.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité aux ESRS du processus mis en œuvre par EDF pour déterminer les informations publiées.

Les informations relatives à la manière dont le Groupe a mis à jour son analyse de double matérialité et qui n'a pas donné lieu à l'émergence de nouveaux IROs matériels par rapport à ceux préalablement publiés en 2024, sont mentionnées à la section « 3.1.3.3 Enjeux de durabilité et impacts, risques et opportunités matériels » du rapport sur la gestion du Groupe.

Nous avons, par entretien avec la direction et les personnes que nous avons jugé appropriées et par inspection de la documentation disponible, pris connaissance :

- des analyses menées par le Groupe, en particulier l'évaluation des facteurs internes et externes considérés pour justifier l'absence de révision de l'analyse de double matérialité. Ceux-ci incluent notamment l'intégration, dans l'exercice annuel de cartographie des risques de l'analyse des IROs de la double matérialité, un benchmark des rapports de durabilité des pairs du secteur et la veille réalisée sur les enjeux émergents identifiés par diverses parties prenantes internes et externes ;
- des évolutions des procédures de contrôle interne mis en place par le Groupe au cours de l'exercice.

Sur la base de notre jugement professionnel, nos diligences ont notamment consisté à :

- exercer notre esprit critique sur la démarche mise en œuvre par le Groupe pour identifier les facteurs internes et externes à considérer et apprécier le caractère approprié de ces derniers au regard de notre connaissance du Groupe ;
- apprécier le caractère approprié de la description donnée à ce titre dans la note « 3.1.3.3 Enjeux de durabilité et impacts, risques et opportunités matériels » du rapport sur la gestion du Groupe.

Conformité des informations en matière de durabilité incluses dans la section Etat de Durabilité du rapport sur la gestion du Groupe avec les dispositions de l'article L.233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier que, conformément aux prescriptions légales et règlementaires, y compris aux ESRS :

- les renseignements fournis permettent de comprendre les modalités de préparation et de gouvernance des informations en matière de durabilité incluses dans le rapport sur la gestion du Groupe, y compris les modalités de détermination des informations relatives à la chaîne de valeur et les exemptions de divulgation retenues ;
- la présentation de ces informations en garantit la lisibilité et la compréhensibilité ;
- le périmètre retenu par EDF relatif à ces informations est approprié ; et
- sur la base d'une sélection, fondée sur notre analyse des risques de non-conformité des informations fournies et des attentes de leurs utilisateurs, que ces informations ne présentent pas d'erreurs, omissions, incohérences importantes, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans le rapport sur la gestion du Groupe, avec les dispositions de l'article L.233-28-4 du ode de commerce, y compris avec les ESRS.

Observation

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur le paragraphe « 3.1.1. Périmètre » qui décrit les limites de collecte de certains indicateurs quantitatifs relatifs aux normes ESRS E3 – Ressources Hydriques et Marines, S1 – Personnel de l'Entreprise et G1 – Conduite des affaires ainsi que le plan de progrès mis en place par le Groupe sur ces indicateurs.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité des informations en matière de durabilité incluses dans le rapport sur la gestion du Groupe avec les dispositions de l'article L.233-28-4 du code de commerce, y compris avec les ESRS.

Informations fournies en application des normes environnementales (ESRS E1 et E3)

Les informations publiées au titre du changement climatique (ESRS E1) sont mentionnées dans la section « 3.2.2 ESRS E1 – Changement climatique » du rapport sur la gestion du Groupe.

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant la conformité aux ESRS de ces informations.

Nos diligences ont notamment consisté à :

- sur la base des entretiens menés avec la direction ou les personnes concernées, en particulier, la direction « Impact », apprécier si la description des politiques, actions et cibles mises en place par le Groupe couvre les domaines suivants : atténuation du changement climatique, énergie et adaptation au changement climatique ;
- apprécier le caractère approprié de l'information présentée dans les notes de la section environnementale des informations en matière de durabilité incluses dans le rapport sur la gestion du Groupe et sa cohérence d'ensemble avec notre connaissance du Groupe.

En ce qui concerne les informations publiées au titre du bilan des émissions de gaz à effet de serre :

- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe visant à la conformité des informations publiées ;
- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec le périmètre des états financiers consolidés, les activités sous contrôle opérationnel, et la chaîne de valeur amont et aval ;
- nous avons pris connaissance du protocole d'établissement du bilan des émissions de gaz à effet de serre utilisé par le Groupe pour établir le bilan d'émissions de gaz à effet de serre et apprécié ses modalités d'application, sur une sélection de catégories d'émissions et de sites, sur le scope 1 et le scope 2 ;
- concernant les émissions relatives au scope 3, nous avons apprécié le processus de collecte d'informations ;
- nous avons apprécié le caractère approprié des facteurs d'émission utilisés et le calcul des conversions y afférentes ;
- pour les données physiques (telles que la consommation d'énergie), nous avons rapproché, sur la base de sondages, les données sous-jacentes servant à l'élaboration du bilan d'émissions de gaz à effet de serre avec les pièces justificatives ;
- en ce qui concerne les estimations que nous avons jugé structurantes auxquelles le Groupe a eu recours pour l'élaboration de son bilan d'émissions de gaz à effet de serre, nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul des données estimées et des sources d'informations sur lesquelles reposent ces estimations et nous avons apprécié si les méthodes ont été appliquées de manière cohérente.

En ce qui concerne les vérifications au titre du plan de transition pour l'atténuation du changement climatique, nos travaux ont principalement consisté à apprécier si les informations publiées au titre du plan de transition répondent aux prescriptions d'ESRS E1, décrivent de manière appropriée les hypothèses structurantes sous-tendant ce plan, étant précisé que nous n'avons pas à nous prononcer sur le caractère approprié ou le niveau d'ambition des objectifs de ce plan de transition.

En ce qui concerne les vérifications au titre du plan d'adaptation au changement climatique, nos travaux ont principalement consisté à prendre connaissance de la démarche d'évaluation des risques climatiques physiques et à revoir l'alignement entre aléas climatiques, enjeux opérationnels des sites et mesures d'adaptation proposées.

Les informations publiées au titre des ressources hydriques (ESRS E3) sont mentionnées dans la section « 3.2.4 ESRS E3 – Ressources hydriques » du rapport sur la gestion du Groupe.

En ce qui concerne les informations publiées au titre de la consommation d'eau :

- nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par le Groupe visant à la conformité des informations publiées ;
- nous avons apprécié la cohérence du périmètre considéré pour l'évaluation des données de consommation d'eau avec le périmètre des états financiers consolidés ;
- nous avons pris connaissance des protocoles d'établissement et des référentiels méthodologiques utilisés par le Groupe pour établir les indicateurs d'eau consommée et apprécié leur pertinence et leurs modalités d'application, sur une sélection de types de circuits d'eau et de sites ;
- pour les données physiques, nous avons rapproché, sur la base de sondages, les données sous-jacentes servant à l'élaboration des indicateurs avec des pièces justificatives ;
- en ce qui concerne les estimations que nous avons jugé structurantes auxquelles le Groupe a eu recours pour l'élaboration des données consolidées, nous avons pris connaissance de la méthodologie de calcul des données estimées et des sources d'informations sur lesquelles reposent ces estimations et nous avons apprécié si les méthodes ont été appliquées de manière cohérente.

Respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852

Nature des vérifications opérées

Nos travaux ont consisté à vérifier le processus mis en œuvre par EDF pour déterminer le caractère éligible et aligné des activités des entités comprises dans la consolidation.

Ils ont également consisté à vérifier les informations publiées en application de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852, ce qui implique la vérification :

- de la conformité aux règles de présentation de ces informations qui en garantissent la lisibilité et la compréhensibilité ;
- sur la base d'une sélection, de l'absence d'erreurs, omissions, incohérences importantes dans les informations fournies, c'est-à-dire susceptibles d'influencer le jugement ou les décisions des utilisateurs de ces informations.

Conclusion des vérifications opérées

Sur la base des vérifications que nous avons opérées, nous n'avons pas relevé d'erreurs, omissions, incohérences importantes concernant le respect des exigences de l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

Eléments qui ont fait l'objet d'une attention particulière

Nous vous présentons ci-après les éléments ayant fait l'objet d'une attention particulière de notre part concernant le respect des exigences de publication des informations prévues à l'article 8 du règlement (UE) 2020/852.

Concernant le caractère éligible des activités

Une information sur les activités éligibles figure en section « 3.2.7 Taxonomie verte » du rapport sur la gestion du Groupe.

Nous avons apprécié, par entretien et par inspection de la documentation afférente, la conformité de l'analyse du Groupe sur le caractère éligible de l'ensemble de ses activités au regard des critères définis par les annexes des actes délégués complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du conseil.

Concernant le caractère aligné des activités éligibles

Une information concernant l'alignement des activités figure en section « 3.2.7 Taxonomie verte » du rapport sur la gestion du Groupe.

Dans le cadre de nos vérifications, nous avons notamment :

- apprécié les choix opérés par le Groupe quant à la prise en compte des communications de la Commission européenne sur l'interprétation et la mise en œuvre de certaines dispositions du Référentiel Taxonomie ;
- consulté, par sondage, les sources documentaires utilisées, y compris externes le cas échéant, et mené des entretiens avec les personnes concernées ;
- analysé, par sondage, les éléments sur lesquels la direction a fondé son jugement lorsqu'elle a apprécié si les activités économiques éligibles répondaient aux conditions cumulatives, issues du Référentiel Taxonomie, nécessaires pour être qualifiées d'alignées, notamment le principe consistant à « ne pas causer de préjudice important » (DNSH) à aucun des autres objectifs environnementaux ;
- apprécié l'analyse réalisée au titre du respect des garanties minimales, principalement au regard des éléments collectés dans le cadre de la prise de connaissance du Groupe et de son environnement.

Concernant les indicateurs clés de performance et les informations qui les accompagnent

Les indicateurs clés de performance et les informations qui les accompagnent figurent dans la section « 3.2.7 Taxonomie verte » du rapport sur la gestion du Groupe.

- S'agissant des totaux de chiffre d'affaires, CapEx et OpEx (les dénominateurs), présentés dans les tableaux réglementaires, nous avons vérifié les rapprochements réalisés par le Groupe avec les données issues de la comptabilité ayant servi de base à l'établissement des états financiers.
- S'agissant des autres montants composant les différents indicateurs d'activités éligibles et/ou alignées (les numérateurs), nous avons apprécié ces montants sur la base d'une sélection d'activités, d'opérations ou projets représentatifs que nous avons déterminée en fonction de l'activité à laquelle ils sont rattachés et de leur contribution aux indicateurs.
- Enfin, nous avons apprécié la cohérence des informations figurant dans la section « 3.2.7 Taxonomie verte » du rapport sur la gestion du Groupe avec les autres informations en matière de durabilité de ce rapport.

Fait à Paris la Défense et Neuilly-sur-Seine, le 19 février 2026

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit		KPMG SA	
Cédric HAASER	Amélie GRAFFAN	Jacques-François LETHU	Quentin HENAUX

3.6 Plan de vigilance

3.6.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance

Le contexte légal

La loi française n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre a introduit, à l'article L. 225-102-4 du Code de commerce, l'obligation d'établir et de mettre en œuvre un plan de vigilance.

Ce plan doit comporter « les mesures de vigilance raisonnable propres à identifier les risques et à prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la sécurité et la santé des personnes ainsi que l'environnement » pouvant résulter des activités de la société et des filiales qu'elle contrôle, et de celles des fournisseurs ou sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque ces activités sont rattachées à cette relation.

Il doit également comprendre la description de cinq mesures :

1. **une cartographie des risques** afin de les identifier, les analyser et les hiérarchiser ;
2. **des procédures d'évaluation** régulière de la situation des filiales contrôlées, des sous-traitants ou des fournisseurs au regard de la cartographie ;
3. **des actions adaptées d'atténuation** des risques ou de prévention des atteintes graves ;
4. **un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements** relatifs à l'existence ou à la réalisation des risques ;
5. **un dispositif de suivi** des mesures mises en œuvre et d'évaluation de leur efficacité.

Le Groupe décline ainsi la description de ces cinq mesures dans son plan de vigilance comme suit :

- *3.6.1 Engagement RSE du groupe EDF et référentiel devoir de vigilance*
- *3.6.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes*
- *3.6.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance*
- *3.6.4 Méthodologie de cartographie des risques devoir de vigilance*
- *3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2025 (les éléments de compte-rendu annuel sont présentés au titre de la démarche de vigilance)*
- *3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation (les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes)*
  - *3.6.6.2 Droits humains et libertés fondamentales*
  - *3.6.6.3 Environnement*
  - *3.6.6.4 Sécurité Santé*
  - *3.6.6.5 Fournisseurs et sous-traitants*
- *3.6.7 Système d'alerte du Groupe*
- *3.6.8 Dispositifs de suivi*

Les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes à chaque domaine du devoir de vigilance. Pour le compte-rendu concernant la démarche de vigilance, les principales actions sont décrites dans la section 3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2025.

Pour des raisons de bonne lisibilité, le Groupe publie également, depuis l'exercice 2023, un plan de vigilance autonome. Ce document est disponible sur le site internet www.edf.fr *a posteriori* de la publication du Document d'enregistrement universel d'EDF.

Le référentiel du Groupe relatif aux engagements et exigences du Groupe en matière d'environnement, de droits humains et de sécurité santé

EDF inscrit son plan de vigilance dans le respect des « Principes directeurs de l'ONU relatifs aux entreprises et aux droits de l'Homme » (UNGP), des Principes directeurs de l'OCDE à l'intention des entreprises multinationales, des conventions de l'Organisation internationale du travail (OIT) garantissant les principes et droits fondamentaux du travail et luttant contre les discriminations, de la Charte internationale des droits de l'Homme de l'ONU, de la Déclaration sur les droits de l'enfant, ainsi que de la Déclaration sur l'élimination de toutes les formes de discrimination à l'égard des femmes.

Dans ce cadre, le Groupe a publié sur son site internet son référentiel devoir de vigilance intitulé « Droits humains et libertés fondamentales, Sécurité et santé, Environnement, Éthique des affaires : les engagements et exigences du groupe EDF » [(1)]. Ce référentiel rassemble les engagements et exigences du Groupe (EDF SA et les sociétés qu'elle contrôle, voir la section 3.6.3 « Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance ») et les exigences fondamentales vis-à-vis de ses relations d'affaires en matière de respect des droits humains et des libertés fondamentales, de protection de l'environnement, de garantie de la sécurité et santé des personnes, d'éthique des affaires. Ces engagements ont été approuvés et signés par le Président-Directeur Général et s'appliquent aux activités d'EDF SA et de toutes les sociétés qu'elle contrôle, pour l'ensemble des collaborateurs du Groupe, à l'exception de RTE et d'Enedis. La notion de relation d'affaires inclut les fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, ainsi que les partenaires dans les projets. Dans le respect des obligations contractuelles, le manquement à ces exigences, répété et non corrigé après observations, peut entraîner la rupture des relations (voir également la section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »).

Ce référentiel se réfère et renvoie à l'ensemble des politiques internes au Groupe, prescriptives et s'appliquant à toutes les entités contrôlées. Les entités du Groupe sont en charge de déployer, ou d'intégrer à leurs propres politiques, les exigences associées à ces dernières, ainsi que les procédures opérationnelles permettant de les respecter. Les obligations en matière de devoir de vigilance sont portées par ces référentiels, politiques et procédures parmi lesquelles :

- les politiques relatives aux thématiques portées par le devoir de vigilance : la Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE), la Sécurité et la santé, la Sûreté nucléaire ;

(1) Publié en français et en anglais sur le site edf.fr (www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-02/edfgroup_rse_referentiel-ddv-2021_fr.pdf)

- celles indirectement associées, mais indispensables à la bonne mise en œuvre de la loi : la maîtrise des risques et contrôle interne, le management de projets, l'éthique et la conformité, ainsi que la politique Fournisseurs et Achats ;
- les référentiels, instructions et chartes du Groupe :
  - les règles vitales et le référentiel BEST en matière de sécurité santé en lien avec la politique Prévention Sécurité Santé (voir la section 3.3.2.6.1 « Actions relatives à la sécurité et la santé » - « Le socle de management de la sécurité santé »),
  - la charte éthique, le code de conduite éthique et conformité (voir la section 2.1.3.1 « Le programme Éthique et Conformité Groupe »), ainsi que l'instruction relative à l'évaluation des tiers,
  - la charte RSE entre EDF et ses fournisseurs (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique Fournisseurs et Achats »),
  - l'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale et environnementale du Groupe (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale de l'entreprise »).

La démarche de vigilance du Groupe est fondée sur une évaluation et un déploiement au sein des politiques, référentiels, procédures, instructions et chartes du Groupe qui portent les enjeux environnementaux, droits humains et sécurité santé des personnes, ou sur des processus clés comme la cartographie des risques, le contrôle interne, les achats ou encore le management de projet.

Le plan de vigilance d'EDF rend compte des différentes démarches engagées pour chacun des enjeux et engagements RSE du Groupe sur l'ensemble du chapitre 3 du présent document de la façon suivante :

	Risques saillants relatifs au devoir de vigilance		**Enjeux et engagements du groupe EDF**
Domaine	**Type de risque**	**Risque**	**Descriptions des atténuations et actions 2025 dans les différentes sections de l'état de durabilité** *dont ESRS 2 Informations générales*
Droits humains et libertés fondamentales des personnes	Transverse	Risques de harcèlement et discrimination.	**S1** Personnel de l'entreprise **S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
	Activités et projets	• Risques liés aux enjeux fonciers du fait d'une compensation juste et de la mise en place de programmes de restauration durable des moyens d'existence. • Risque de consultation inadéquate des communautés locales et en particulier autochtones. • Risques liés à l'emploi de forces de sécurité.	**S3** Communautés affectées
	Activités et projets	Risque d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail et d'hébergement décentes.	**S1** Personnel de l'entreprise **S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
	Activités et projets	Risque de travail forcé chez des sous-traitants.	**S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
Environnement	Transverse	Émissions de gaz à effet de serre avec effets sur le climat : émissions directes et indirectes.	**E1** Changement climatique
	Transverse	Rejets avec effets potentiels sur la qualité de l'air/avec effets potentiels dans l'air, l'eau et les sols.	**E2** Pollution
	Transverse	Consommations avec effets potentiels sur : • les ressources matière • la production de déchets • la ressource en eau douce	**E2** Pollution **E3** Ressources hydriques **E4** Biodiversité et écosystèmes **E5** Utilisation de ressources et économie circulaire
	Transverse	Impacts potentiels sur les écosystèmes : • la dégradation des écosystèmes • la surexploitation des ressources naturelles amont	**E4** Biodiversité et écosystèmes
Sécurité santé des personnes	Salariés et sous-traitants	Risque d'accidents du travail, de maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit).	**S1** Personnel de l'entreprise **S2** Travailleurs sur la chaîne de valeur
	Salariés et sous-traitants	Risque de troubles musculo-squelettiques, anxio-dépressifs, dont stress.	**S1** Personnel de l'entreprise **S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
	Riverains	Risque d'accidents industriels, en particulier nucléaires et hydrauliques.	**S3** Communautés affectées **E2** Pollution **E3** Ressources hydriques
	Riverains	Risque d'atteinte à la santé du fait d'impacts sur la qualité de l'air.	**S3** Communautés affectées **E2** Pollution

Risques saillants relatifs au devoir de vigilance			Enjeux et engagements du groupe EDF
Domaine	**Type de risque**	**Risque**	**Descriptions des atténuations et actions 2025 dans les différentes sections de l'état de durabilité** *dont ESRS 2 Informations générales*
Fournisseurs et sous-traitants	Catégories d'achats	Risques d'atteinte aux droits humains, à l'environnement ou à la sécurité et la santé des personnes, induits par des relations commerciales établies avec des fournisseurs dans les catégories d'achat les plus significatives, cotées par les entités en 2025 (voir section 3.6.6.5.1 « Identification des risques saillants »).	**G1** Conduite des affaires **S2** Travailleurs de la chaîne de valeur **S3** Communautés affectées **E1** Changement climatique **E2** Pollution **E3** Ressources hydriques **E4** Biodiversité et écosystèmes **E5** Utilisation de ressources et économie circulaire

3.6.2 Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes

EDF a renforcé son pilotage du plan de vigilance avec la nomination, en décembre 2020, d'un responsable conformité Groupe devoir de vigilance par deux membres du Comité exécutif [1]. Il est chargé de l'élaboration, du déploiement et de la coordination du plan de vigilance et de son application dans le Groupe en partenariat avec la Direction Impact.

Le plan de vigilance et les actions qui en découlent sont validés en Comité stratégique RSE présidé par le Président du Groupe, et soumis au Comité responsabilité d'entreprise, Comité du Conseil d'administration dédié aux sujets de responsabilité sociale et environnementale.

L'élaboration et le pilotage du plan de vigilance reposent sur une collaboration entre la Direction Juridique et la Direction Impact au sein d'un Comité de pilotage et d'un Comité stratégique regroupant également la Direction des Ressources Humaines, la Direction des Achats, la Direction des Risques, EDF power solutions [2], la Direction Éthique et Conformité, la Direction *Export Control* et Sanctions Internationales et des représentants de filiales aux activités exposées. Sur proposition du Comité de pilotage, le Comité stratégique définit de manière collégiale les orientations et les objectifs du plan de vigilance, s'assure de l'atteinte de ces objectifs et peut les redéfinir en fonction des avancées opérationnelles.

Le déploiement et la coordination du plan de vigilance s'appuient sur un réseau de responsables devoir de vigilance nommés dans chaque entité du Groupe concernée au regard de leurs missions dans les domaines de la RSE, de l'éthique et conformité, ou bien encore du contrôle interne (voir la section 3.6.5 « Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2025 »).

Association des parties prenantes

Le dialogue avec les parties prenantes est une composante majeure de la culture d'EDF. Il forme le socle de la coopération qu'EDF entretient avec ses parties prenantes.

L'accord-cadre mondial sur la Responsabilité sociale et environnementale du Groupe [3] signé en 2025 pour une durée de cinq ans, entre EDF, 18 organisations syndicales représentant les salariés du Groupe et 2 fédérations syndicales mondiales (IndustriAll Global Union et PSI) stipule que son plan de vigilance est « élaboré et mis en place en association avec les parties prenantes de l'entreprise, y compris les organisations représentatives des salariés » (voir la section 3.3.2.1.1 « La responsabilité sociale d'entreprise » – « L'accord-cadre mondial responsabilité sociale et environnementale du groupe EDF »).

Le Comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale (CMDRSE) [4], composé de représentants de l'ensemble des signataires de l'accord, travaille sur de nombreux sujets en lien avec le devoir de vigilance (sécurité santé, exercice de la responsabilité du Groupe dans le cadre de projets internationaux, etc.) et sur les actions à mettre en œuvre pour déployer et améliorer le plan de vigilance du Groupe, telles que les modalités d'exercice du devoir de vigilance du groupe EDF au sein de sa chaîne d'approvisionnement, le respect des droits humains de ses salariés, de ceux de ses sous-traitants et des populations impactées par ses activités.

Ainsi, conformément au nouvel accord, l'année 2025 a principalement été consacrée à son déploiement dans l'ensemble du Groupe. Outre ce sujet, la 1ère plénière annuelle a permis de réunir en septembre 2025 l'ensemble des membres du CMDRSE et d'aborder les thématiques portant sur l'actualité du devoir de vigilance, ainsi que sur l'élaboration de la feuille de route de l'instance de suivi dédiée à la mise en œuvre de cet accord. Ces réunions du CMDRSE sont l'occasion d'échanges afin de répondre aux interrogations des membres sur les sujets liés au devoir de vigilance du Groupe ou encore à des points d'attention locaux dont les membres auraient connaissance.

À l'externe, EDF a participé, dans le cadre de l'association Entreprises pour les droits de l'homme (EDH) [5], à des rencontres avec d'autres entreprises, des juristes, des ONG et des fédérations syndicales en vue d'échanger de façon ouverte sur les attentes des parties prenantes, les pratiques des autres entreprises et d'améliorer son processus d'élaboration du plan de vigilance.

Par ailleurs, depuis 2022, des personnalités spécialistes des droits humains et des transitions justes à l'Organisation internationale du travail (OIT) sont membres du Conseil de Parties Prenantes du Groupe (voir la section 3.1.3.2. « Intérêts et points de vue des parties prenantes », paragraphe « Un dialogue ouvert avec tous, impliquant tous les métiers et filiales du Groupe »). Le plan de vigilance est transmis aux membres de cette instance chaque année de manière à pouvoir intégrer leur renvoi d'image dans le plan suivant.

En parallèle et de manière constante, le Groupe poursuit des discussions ouvertes avec les différents acteurs de la société civile (associations, personnalités) qui souhaitent entretenir ce dialogue, afin de nourrir et faire progresser son plan de vigilance.

(1) Le Secrétaire Général Groupe et le Directeur Exécutif Groupe en charge de l'innovation, la responsabilité d'entreprise et la stratégie.
(2) Depuis février 2025, les activités d'EDF Renouvelables, de la Direction Internationale d'EDF et de la Direction Juridique Internationale d'EDF sont réunies au sein de l'entité EDF power solutions.
(3) Accord signé le 27 janvier 2025.
(4) Depuis le 27 janvier 2025, le CMDRSE (Comité mondial de dialogue sur la responsabilité sociale et environnementale) est le comité de suivi de la mise en œuvre et du respect des engagements de l'accord susnommé.
(5) www.e-dh.org.

3.6.3 Principales caractéristiques d'EDF au regard de la loi relative au devoir de vigilance

De la construction et l'exploitation de centrales nucléaires, hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes ou thermiques, au développement et l'exploitation de réseaux électriques, à la commercialisation et l'accompagnement des clients pour réaliser des économies d'énergie, le Groupe est présent sur tous les maillons de la chaîne de valeur en France et se développe à l'international (voir la section 1.4 « Description des activités du Groupe »).

Principaux pays d'activité

Le périmètre cœur de développement du Groupe en Europe est le « G4 » qui regroupe la France, la Belgique, l'Italie et le Royaume-Uni. Dans ces pays, EDF est présente en tant qu'acteur de référence dans les moyens de production d'électricité, mais aussi avec un portefeuille de clients significatif dans chaque géographie. Fort de son ancrage dans les territoires, le groupe EDF y développe une gamme d'offres de fourniture et de solutions et services destinés à la décarbonation de ses clients, adaptés aux choix locaux de politique énergétique.

Dans le reste du monde, hors « G4 », le Groupe se développe de manière ciblée, en s'engageant dans des projets créateurs de valeur sur des marchés en croissance, et en exportant ses savoir-faire reconnus dans des pays en quête de solutions concrètes pour réussir la transition énergétique. Dans cette optique, le Groupe vise des modèles d'affaires favorisant la déconsolidation tout en préservant un rôle industriel permettant de capitaliser sur l'expérience du Groupe et de donner confiance aux partenaires financiers ou institutionnels. EDF peut ainsi se confronter aux meilleures pratiques avec des partenaires de premier plan dans des marchés compétitifs, mais également développer de nouvelles compétences industrielles et accélérer sa capacité à innover, tant du point de vue technologique que contractuel (voir la section 1.4.5 « Activités du Groupe à l'international »). Concernant le nouveau nucléaire, voir les sections 1.4.1.1.3.3 « Développement à l'international » et 1.4.5.1.2.4 « Le Nouveau Nucléaire ».

Les pays présentant un caractère de risque font l'objet d'une vigilance particulière, y compris dans les relations avec les partenaires.

Concernant les projets internationaux, au sein du Groupe, EDF power solutions [1] répartit ses activités de développement dans une vingtaine de pays, dont la France, la Belgique à travers Luminus, et cinq zones géographiques : Amérique du Nord, Amérique latine, Afrique, Europe, Moyen-Orient et Asie centrale, ainsi qu'Asie-Pacifique (voir la section 1.4.5.4.1 « Les activités internationales d'EDF power solutions »). EDF power solutions est historiquement très présente en Europe, notamment au Royaume-Uni. Au cours des dernières années, le Moyen-Orient (Émirats arabes unis, Arabie saoudite et Oman) a également été une zone de fort développement. EDF power solutions poursuit aussi les développements initiés en Asie centrale (Ouzbékistan) et développe des projets dans différentes zones géographiques dont l'Amérique du Nord, l'Amérique latine (le Brésil, les Andes -Chili-Pérou-Colombie-), l'Afrique (Maroc, Egypte, Cameroun, Côte d'Ivoire, Mozambique, Malawi, Afrique du Sud, Madagascar), l'Asie-Pacifique (notamment l'Inde, la Chine, l'Australie et le Vietnam) (voir la section 1.4.5.4 « Autre international »).

EDF power solutions développe, construit et exploite des moyens de production d'énergies renouvelables et bas carbone ainsi que des solutions de flexibilité et de transport d'électricité. Elle déploie des solutions au cœur des quatre piliers d'Ambitions 2035 : hydroélectricité, éolien terrestre et en mer, solaire, stockage, thermique, réseaux et solutions de décarbonation (BtoB, BtoC, BtoG).

Présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur, de l'origination de projets à l'exploitation-maintenance, en passant par le développement, l'ingénierie et la construction et la gestion d'actifs, EDF power solutions dispose au 31 décembre 2025 d'une puissance installée de 33 GW bruts et 20 GW nets. Hors Luminus, ces capacités sont de 30 GW bruts et 18 GW nets (le net reflète le taux de détention d'EDF power solutions). EDF power solutions développe, construit et exploite ses actifs avec des partenaires co-investisseurs.

Voir la section 1.4.1.3.2.1 « Capacités installées par filière et par pays pour EDF power solutions » présentant les régions d'implantation par technologie.

Capacités nettes [2] installées éoliennes, solaires, hydrauliques, thermiques et stockage d'EDF power solutions et de Luminus
(en %)

Amérique du Nord	29 %
Amérique Latine	16 %
France	16 %
Asie-Pacifique	12 %
Luminus (en Belgique)	10 %
Moyen-Orient et Asie Centrale	8 %
Europe hors France	7 %
Afrique	2 %

Concernant les effectifs du Groupe, voir la section 3.3.2 « ESRS S1 – Effectif de l'entreprise » - « Effectifs du Groupe à l'international ».

Fournisseurs et sous-traitants

Le périmètre des fournisseurs et sous-traitants d'EDF représente environ 18 000 fournisseurs de rang 1. Plus de 95 % des achats sont réalisés en France et 97,4 % sont réalisés dans l'Union européenne (99,3 % dans l'Association européenne de libre-échange [3]).

Chaque filiale décline la politique Fournisseurs et Achats du Groupe et organise ses processus selon le principe de subsidiarité des filiales du Groupe (voir la section 3.3.3.1.2 « Politique Fournisseurs et Achats »).

Les fournisseurs de certaines filiales, ou ceux impliqués dans les projets internationaux, font l'objet d'un dispositif de vigilance particulier.

Compte tenu du caractère principalement industriel de ses activités, la vigilance du Groupe sur les risques d'atteintes graves aux droits ou à la santé des personnes (salariés, prestataires, riverains, communautés locales et clients) et à l'environnement, s'impose préalablement à ses décisions d'investissement, tout particulièrement dans la construction, l'exploitation, la maintenance et la déconstruction des ouvrages (voir la section 3.6.6.1 « Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance »).

Périmètre du plan de vigilance

Le périmètre du plan de vigilance couvre les activités d'EDF, celles de ses filiales contrôlées [4], ainsi que celles de ses fournisseurs et sous-traitants avec lesquels est entretenue une relation commerciale établie, lorsque leur activité est en lien avec cette relation.

L'organisation du Groupe est présentée en section 1.2.1 « Organisation du Groupe ».

Les filiales Dalkia et Framatome, qui comptent plus de 5 000 salariés, sont intégrées dans le plan avec l'ensemble des filiales françaises et internationales.

(1) Depuis février 2025, les activités d'EDF Renouvelables, de la Direction Internationale d'EDF et de la Direction Juridique Internationale d'EDF sont réunies au sein de l'entité EDF power solutions.
(2) Capacité nette : capacité correspondant à la part du capital détenue par EDF power solutions.
(3) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.
(4) Filiales intégrées dans le périmètre de consolidation par intégration globale au sens de l'article L. 233-16 II du Code de commerce (en France et à l'étranger) (voir la note 3.3 « Périmètre de consolidation au 31 décembre 2025 » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025).

RTE et Enedis, gestionnaires respectivement des réseaux de transport et de distribution d'électricité en France, sont des filiales régulées gouvernées par un principe d'indépendance de gestion et qui publient, à ce titre, leur propre plan de vigilance (voir la section 1.4.4 « Activités régulées de transport et de distribution en France »).

3.6.4 Méthodologie de cartographie des risques devoir de vigilance

L'identification et la priorisation des risques permettant d'élaborer le plan de vigilance reposent sur l'exercice de cartographie des risques du Groupe, comprenant les risques relatifs au devoir de vigilance. Un approfondissement de cette cartographie des risques est spécifiquement dédié aux entités les plus exposées du fait de leurs activités et/ou de leur implantation.

Chaque entité du Groupe réalise une cartographie des risques, sous la responsabilité du management, à l'aide d'une typologie visant à couvrir toutes les catégories de risques, internes ou externes, opérationnels ou stratégiques pesant sur le Groupe. Le guide méthodologique des risques du groupe EDF détaille les risques liés au devoir de vigilance spécifiquement. Le Groupe demande aux entités de cartographier les risques portant atteinte aux droits humains et aux libertés fondamentales, à la sécurité et la santé au travail, à l'environnement, qui pourraient être causés du fait de leurs activités ou de celles de leurs fournisseurs, prestataires ou partenaires. En 2023 et 2024, une sensibilisation de tous les responsables des risques des entités du Groupe a été consacrée à la cartographie des risques liés au devoir de vigilance. Les remontées des cartographies ont été partagées entre la Direction des Risques Groupe et la Direction Impact pour une meilleure approche de ces risques. En 2025, la méthodologie dédiée au devoir de vigilance a été intégrée au sein du guide méthodologique des risques du groupe EDF.

Cette cartographie se construit en cinq étapes successives : l'identification, l'évaluation des risques, la priorisation, la mise sous contrôle par la définition du plan d'action, le pilotage du plan d'action incluant le suivi du déploiement du plan d'action et la mesure de son efficacité.

L'identification des risques

Pour garantir raisonnablement une identification des principaux risques, une approche par processus métier et par actif est combinée avec une approche par grande nature de risques. En outre, le retour d'expérience, les évènements, incidents ou presque-accidents sont pris en considération comme source d'identification des risques, ainsi que le résultat des audits réalisés. L'identification des risques est la résultante d'une discussion entre les principaux acteurs : les managers, experts et parties prenantes.

L'évaluation des risques et leur hiérarchisation

Les risques identifiés font l'objet d'une hiérarchisation qualitative selon :

- leur impact, c'est-à-dire leur gravité, évalué par des critères multiples, dont l'évaluation de l'impact sur l'environnement physique ou humain ;
- leur probabilité d'occurrence, c'est-à-dire leur degré de vraisemblance évaluée sur un horizon de temps pertinent, estimée sur la base de l'historique de l'activité, du retour d'expérience, ou d'une expertise interne ou externe ;
- leur niveau de maîtrise, c'est-à-dire l'efficience des actions mises en œuvre.

La principale finalité de la cartographie générale des risques est de définir et de mettre en œuvre des plans d'actions (prévention, protection, atténuation) visant à réduire l'impact et/ou la probabilité des risques.

L'évaluation de la probabilité et de la gravité d'un risque nécessite la différenciation entre niveau brut et niveau net :

- le niveau brut est le niveau tenant compte de l'ensemble des dispositions existantes éprouvées sur les actifs du Groupe et ne tient donc pas compte des mesures engagées par l'organisation pour diminuer la gravité de l'impact négatif ;
- le niveau net est, quant à lui, le niveau qui considère l'efficacité des actions engagées.

Pour les impacts potentiels, la notation considérée est brute ; pour les impacts réels, la notion brute ou nette n'est pas à considérer, la cotation a été réalisée sur la base des impacts constatés (voir la section 3.5.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité »).

En 2025, la méthode d'évaluation de la gravité des impacts a été précisée en termes d'ampleur, de portée et d'irrémédiabilité, ainsi qu'en termes de probabilité d'occurrence. Par ailleurs, le périmètre d'identification des risques et l'univers des risques à considérer dans l'analyse des risques conduite dans les différentes entités ont été également détaillés.

Le risque est principalement évalué sur la base des notions de gravité et de probabilité d'occurrence. Concernant la gravité, l'évaluation doit être déterminée selon trois caractéristiques :

- l'ampleur mesure l'intensité (la sévérité) de l'endommagement ou de l'incidence réelle ou potentielle ;
- la portée mesure l'étendue de l'impact, en termes de nombre de personnes ou de populations affectées, ou en termes d'étendue géographique pour les impacts environnementaux ;
- l'irrémédiabilité mesure les limites à la capacité de ramener les personnes affectées ou l'environnement à une situation équivalente à celle qui existait avant l'incidence.

Ces caractéristiques peuvent être aggravées par le niveau de vulnérabilité des populations concernées, la vulnérabilité désignant la susceptibilité d'un individu ou d'un groupe à subir des atteintes graves à ses droits fondamentaux du fait de caractéristiques personnelles ou contextuelles. Elle est associée à une capacité réduite à se protéger ou à faire valoir ses droits.

Gouvernance des risques du Groupe

La cartographie des risques du groupe EDF est construite en s'appuyant sur les cartographies des risques des entités, sur les auto-évaluations du contrôle interne et sur des analyses croisées des remontées des entités opérationnelles et fonctionnelles.

La Direction des Risques Groupe identifie et évalue les risques de niveau Groupe et constitue une cartographie des risques du Groupe, validée en Comité des risques (instance du Comité exécutif) présidé par le Président du Groupe, puis présentée au Comité des risques et de l'audit du Conseil d'administration.

Par ailleurs, la mise en œuvre de la CSRD a permis de préciser la cohérence entre les impacts risques opportunités (IRO) identifiés dans le contexte de la CSRD et les principaux risques identifiés dans la cartographie des risques (voir la section 3.5.1.4 « Processus d'évaluation de double matérialité »). Au total, une cohérence d'ensemble a été mise en place entre toutes les analyses de risques menées dans les différents contextes : cartographie des risques Groupe, CSRD ou plan de vigilance.

Les risques spécifiques au devoir de vigilance sont détaillés par domaine dans la section 3.6.6 « Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation » :

- risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales : voir la section 3.6.6.2.1 ;
- risques saillants relatifs à l'environnement : voir la section 3.6.6.3.1 ;
- risques saillants relatifs à la sécurité et la santé des personnes : voir la section 3.6.6.4.1 ;
- risques saillants concernant les fournisseurs et les sous-traitants : voir la section 3.6.6.5.1.

3.6.5 Principales améliorations du plan de vigilance du groupe EDF en 2025

En 2025, plusieurs chantiers et actions ont été initiés ou poursuivis dans une démarche d'amélioration continue du plan de vigilance du Groupe.

Renforcement de la méthodologie de cartographie des risques liés au devoir de vigilance

En 2025, la méthodologie de cartographie des risques du groupe EDF a été précisée dans la partie consacrée aux risques liés au devoir de vigilance. Ainsi, la méthode d'évaluation de la gravité des risques décrit les notions d'ampleur, de portée et d'irrémédiabilité de ces impacts, ainsi que les facteurs d'aggravation tels que la vulnérabilité des personnes. Des univers de risques ont également été intégrés dans la méthodologie de cartographie concernant l'environnement, les droits humains et la sécurité-santé des personnes (voir la section 3.6.4 « Méthodologie de cartographie des risques devoir de vigilance »).

Déploiement de la cartographie des risques fournisseurs de la filière achats Groupe

La démarche d'achats responsables est structurée par la Direction des Achats Groupe (DAG) qui fixe le cadre général et pilote depuis avril 2024 la filière achats du Groupe dans le respect du principe de subsidiarité de gouvernance des filiales et de l'indépendance de gestion des gestionnaires de réseau. À ce titre, la cartographie des risques de chaque entité de la filière achats nourrit le plan de vigilance du Groupe. En 2025, ces cartographies des risques ont permis une consolidation permettant de présenter les principales catégories d'achat d'EDF, étendues à Dalkia, Framatome et EDF power solutions (voir la section 3.6.6.5.1 « Identification des risques saillants »).

Intégration du devoir de vigilance dans l'instruction d'évaluation des tiers

L'instruction d'évaluation des tiers, déployée en 2025 [1], consiste à identifier, hiérarchiser et maîtriser les risques potentiels que font courir à l'entreprise sa relation avec chacun de ses tiers (fournisseurs, clients, partenaires de projet, intermédiaires, organismes bénéficiaires de mécénat, partie à une opération de M&A, etc.). Cette instruction spécifie que l'évaluation de tiers, en plus de limiter l'exposition du Groupe au risque spécifique de corruption, contribue également à contrôler les pratiques à risque notamment en matière de devoir de vigilance. En effet, la relation d'affaires ne doit pas développer des activités comportant un risque d'atteinte grave en matière de droits humains, libertés fondamentales, sécurité et santé des personnes, ainsi que d'environnement.

Sensibilisation et déploiement du plan de vigilance au sein du Groupe

Dans chaque entité du Groupe, des responsables devoir de vigilance sont nommés sur la base de leurs missions dans les domaines de la RSE ou à l'éthique et la conformité, ou bien encore du Contrôle interne. En 2025, quatre sessions du réseau des responsables devoir de vigilance ont été consacrées notamment aux sujets suivants :

- la présentation du troisième plan de vigilance autonome 2024 du Groupe et du nouvel accord mondial RSE du Groupe ;
- le partage de la mise en place des démarches de vigilance de certaines filiales et entités du Groupe, comme EDF power solutions ;
- des présentations sur les travaux du groupe EDF sur le harcèlement et la discrimination, ainsi que sur les sanctions disciplinaires associées ;
- les risques droits humains associés aux différents minerais dans le monde ;
- la veille réglementaire : les évolutions du projet de directive sur le devoir de vigilance des entreprises en matière de durabilité et la directive Omnibus, ainsi que les contentieux français relatifs au devoir de vigilance en cours.

En termes de formation, le Groupe a développé en 2021 un module *e-learning* dédié au devoir de vigilance pour sensibiliser et aider au déploiement du plan de vigilance du Groupe. En 2024, cet *e-learning*, ainsi que celui consacré aux droits humains, ont été mis à disposition des membres du Conseil d'administration d'EDF dans le cadre de la nouvelle offre de formation « RSE » sur la nouvelle plateforme *e-learning*. À fin décembre 2025, environ 4 200 salariés ont réalisé l'*e-learning* (contre 3 000 à fin 2024).

Ces actions menées en 2025 s'inscrivent dans une démarche de progrès se déroulant tout au long de l'année sur la base d'un plan d'action revu régulièrement.

3.6.6 Risques saillants et mesures de prévention et d'atténuation [2]

3.6.6.1 Actions globales de prévention et d'atténuation des risques relatifs au devoir de vigilance

Les mesures de prévention et d'atténuation des risques sont mises en œuvre par chaque entité concernée, par l'application des politiques transverses et sectorielles et sur la base de la méthodologie commune de maîtrise des risques du Groupe qui prévoit la description de plans d'actions de traitement des risques et une évaluation de leur efficacité.

Procédure d'évaluation des projets

Les projets industriels font l'objet d'analyses de risques sur le champ d'application du devoir de vigilance en tenant compte de leur nature, taille, caractéristiques techniques et localisation. Dans ce cadre, les études d'impact environnementales et sociales des projets situés dans des pays non-OCDE s'appuient sur les référentiels internationaux les plus exigeants (principalement IFC, WB, ADB [3]).

En outre, en 2025, comme pour les années précédentes, les enjeux relatifs à l'environnement, la sécurité santé des personnes et aux droits humains sont abordés dans l'analyse des projets présentés au Comité des engagements du Comité exécutif Groupe (CECEG), sous forme d'une identification des risques associés aux projets, afin d'assurer que les engagements d'EDF dans ce domaine sont pris en compte. Concrètement, cela prend la forme d'une identification des risques associés aux projets, tant pour les activités développées que pour les relations fournisseurs et sous-traitants envisagées dans le cadre du projet. Cette identification est facilitée par la mise à disposition d'une grille de criblage, mise à jour périodiquement, permettant une analyse des projets en cohérence avec la raison d'être et avec les engagements RSE et référentiels du Groupe, ainsi qu'avec les standards internationaux. Cette grille prend en compte les dimensions environnementales, de sécurité-santé, de droits humains et éthiques. Dans les jalons antérieurs au CECEG, ces aspects sont examinés dans les instances de validation des projets propres à chaque entité.

Pour certains projets, lorsque les risques afférents l'exigent, le Groupe recommande, depuis 2024, l'élaboration d'un plan de vigilance dédié. Ces plans de vigilance spécifiques à un projet sont travaillés par les entités supportant ces projets, puis soumis aux responsables devoir de vigilance du Groupe.

(1) Instruction remplaçant la précédente note portant sur le « Contrôle d'intégrité des relations d'affaires ».
(2) Les éléments de compte-rendu annuel sont intégrés aux mesures de prévention et d'atténuation afférentes.
(3) IFC : International Finance Corporation. WB : World Bank. ADB : Asian Development Bank.

Par ailleurs, le groupe EDF est régulièrement amené à réaliser des opérations de souscription ou acquisition de titres d'entités françaises ou étrangères dans le cadre de partenariats, de grands projets ou d'opérations de croissance externe ou d'investissements. Un guide méthodologique recensant et proposant de manière pratique les diverses diligences à réaliser en matière d'éthique et de conformité est déployé au sein du Groupe. Ces diligences reposent sur la politique Éthique et Conformité qui recense les programmes de conformité du Groupe, dont le devoir de vigilance. Ce guide propose une série d'actions à mettre en œuvre à chaque phase d'un projet d'acquisition/partenariat/projet de façon chronologique et graduelle en fonction du niveau de risque identifié à chaque étape du projet.

3.6.6.2 Droits humains et libertés fondamentales

3.6.6.2.1 Identification des risques saillants

Dans le domaine des droits humains et des libertés fondamentales, la politique éthique et conformité du Groupe, intégrant le devoir de vigilance, a conduit le groupe EDF à mettre en place une démarche se traduisant par une identification des risques saillants et des mesures d'atténuation associées, appréciées en fonction des activités du Groupe et des pays où l'entreprise et ses filiales opèrent. Depuis 2021, le Groupe s'appuie sur les indices droits humains de *Verisk Maplecroft®*, afin d'affiner et préciser les risques droits humains auxquels le Groupe pourrait être confronté dans les pays où il opère, achète et se développe.

Les risques saillants relatifs aux droits humains et libertés fondamentales identifiés sont les suivants :

Catégorie de risque	Risque saillant	Zone géographique	Criticité du risque	Impact négatif matériel
Transverse	Risques de harcèlement et discrimination	Global	■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
Risques d'atteinte aux droits des communautés locales :				
Activités et projets à l'international	Risques liés aux enjeux fonciers du fait d'une compensation juste et de la mise en place de programmes de restauration durable des moyens d'existence.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie	■■	**ESRS S3** Communautés affectées
	Risques de consultation inadéquate des communautés locales et en particulier autochtones.	Amérique centrale et du Sud, Asie du Sud-Est, Inde et Afrique	■■	**ESRS S3** Communautés affectées
	Risques liés à l'emploi de forces de sécurité.	À proximité des zones de conflit ou de régimes sécuritaires	■■	**ESRS S3** Communautés affectées
Travailleurs sur les chantiers et dans les activités opérationnelles :				
	Risques d'atteinte aux droits des travailleurs notamment les risques liés aux conditions de travail et d'hébergement décentes.	Toutes zones hors Europe, Amérique du Nord et Australie Pays du Golfe Europe, Amérique du Nord et Australie	■■ ■■ ■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
	Risques de travail forcé chez des sous-traitants.	Pays du Golfe, Asie du Sud-Est	■	**ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur

Criticité : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

3.6.6.2.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

La mise en œuvre des engagements en matière de droits humains s'inscrit dans le déploiement de l'accord-cadre mondial sur la responsabilité sociale et du Référentiel du Groupe (voir la section 3.3.1 « Engagements sociaux du Groupe »).

Prévenir et lutter contre les discriminations et le harcèlement au travail

Voir les sections 3.3.2.1.6 « Lutte contre la discrimination et promotion de l'inclusion », 3.3.2.7 « Égalité, diversité et inclusion pour tous » et 3.3.1.2 « Système d'alerte du groupe EDF ».

Prévenir et atténuer les risques liés aux activités et projets du Groupe à l'international relatifs aux atteintes aux droits des travailleurs

Voir la section 3.3.3.4.4 « Processus de prise en compte des droits des travailleurs dans les projets ».

Prévenir et atténuer les risques liés aux activités et projets du Groupe à l'international relatifs aux atteintes aux droits des communautés

Voir les sections 3.3.4.2 « Processus de dialogue avec les communautés affectées », 3.3.4.3 « Procédures de réparation et canaux permettant aux communautés affectées de faire part de leurs préoccupations », 3.3.4.4 « Actions visant à gérer les risques et opportunités matériels concernant les communautés affectées » et 3.3.3.4.4.2 « Dans les projets internationaux ».

Contentieux en cours au Mexique

En 2018, une ONG a saisi le point de contact national français de l'OCDE (Point de contact national - PCN) concernant un projet de parc éolien Gunaa Sicaru porté par une filiale d'EDF power solutions [1] au Mexique.

Dans le cadre du processus de médiation de l'OCDE, conduit par le PCN français, le groupe EDF a participé à deux réunions de dialogue avec les demandeurs en apportant des éléments de réponse aux points soulevés. Au printemps 2020, le PCN a clôturé la saisine et a publié, le 12 juillet 2022, un communiqué de presse constatant l'approfondissement de la politique d'entreprise d'EDF et la conduite de travaux sur les droits de l'homme, ainsi que sur l'engagement avec les parties prenantes. Ces mesures répondant à ses recommandations, le PCN a mis fin au suivi [2].

La procédure de consultation autochtone menée par les autorités mexicaines a été suspendue suite au tremblement de terre en 2018, puis en raison de la crise sanitaire de la Covid-19. Le processus de consultation n'avait toujours pas repris au 31 décembre 2024, malgré une ordonnance d'un juge local exigeant la reprise de cette dernière fin août 2024.

Parallèlement, en décembre 2019, EDF a répondu à une mise en demeure au titre de la loi sur le devoir de vigilance, relative à ce projet, adressée notamment par cette ONG, ainsi que par quatre personnes physiques. EDF a ensuite été assignée le 13 octobre 2020 devant le tribunal judiciaire de Paris. Les requérants demandaient, d'une part, que le plan de vigilance établi par EDF soit modifié pour mieux prendre en compte en particulier les risques d'atteinte aux droits des communautés autochtones et, d'autre part, la réparation des préjudices liés à ses prétendus manquements au devoir de vigilance. EDF contestait ces deux demandes. Le 30 novembre 2021, le juge de la mise en état a rejeté la demande des associations de suspension du projet à titre conservatoire, ainsi que la demande d'irrecevabilité de l'action en injonction des associations concernant le plan de vigilance d'EDF en raison du défaut de mise en demeure préalable. Le tribunal a proposé le recours à une médiation, ce qu'EDF a favorablement accueilli. Les demandeurs ont alors interjeté appel du jugement rendu par le juge de la mise en état.

Lors du délibéré du 18 juin 2024, la nouvelle chambre 5-12 de la Cour d'appel de Paris, en charge des « contentieux émergents », a infirmé l'ordonnance du juge. La Cour estime notamment que la mise en demeure doit identifier de façon claire les manquements reprochés et que l'assignation peut porter sur un plan de vigilance différent de celui visé dans la mise en demeure. En revanche, la cour rejette la demande de suspension du projet au motif que la demande de mesure conservatoire porte, non sur les obligations de la société EDF SA en matière de devoir de vigilance, mais sur le projet lui-même, et relève des juridictions mexicaines. Aucune urgence, ni imminence d'atteintes futures ne sont démontrées. L'affaire est renvoyée sur le fond devant le tribunal judiciaire de Paris et devrait être examinée courant 2026. L'affaire est toujours en cours devant le tribunal judiciaire de Paris.

Le 20 janvier 2026, EDF power solutions Mexico a annoncé mettre un terme au processus de développement du projet éolien Gunaa Sicarú. Bien qu'EDF power solutions Mexico ait disposé d'un contrat de couverture pour la vente d'électricité, ainsi que des permis nécessaires de production et d'interconnexion, le projet a dû faire face à des obstacles ayant mené à l'arrêt du projet, dont les principaux sont les suivants :

- l'annulation, par le gouvernement mexicain, de la ligne de transmission en courant continu, une infrastructure essentielle pour raccorder le projet au réseau électrique national ;
- l'annulation, par la CFE (la Commission fédérale de l'électricité [3]), du contrat de couverture pour la vente d'électricité.

L'ensemble des informations sont disponibles sur le site dédié au projet : www.gunaa-sicaru.com.

3.6.6.3 Environnement

3.6.6.3.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques du Groupe est établie en fonction des différents types d'activités industrielles du Groupe. Les risques environnementaux sont identifiés, évalués et hiérarchisés à travers le système de management de l'environnement (SME) et le dispositif de contrôle interne en lien avec la gestion des risques Groupe (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »). Sur la base de sa cartographie des risques, chaque entité définit les plans d'actions pour réduire et maîtriser ses risques.

L'actualisation de la cartographie des risques 2025 conforte l'analyse des risques 2024 et ne souligne pas de nouveaux risques environnementaux. Les risques liés aux rejets thermiques dans l'eau, ainsi que les rejets radioactifs dans l'eau et l'air ne sont pas considérés comme saillants suite à l'analyse de matérialité réalisée et consultable dans la section 3.2.3 « ESRS E2 – Pollution ».

(1) EDF Renouvelables jusqu'en février 2025.
(2) www.tresor.economie.gouv.fr/Articles/2022/07/26/pcn-francais-edf-et-edf-renouvelables-au-mexique
(3) Comisión Federal de Electricidad.

Les risques environnementaux saillants sont les suivants :

Risque saillant	Activité de production la plus concernée	Criticité du risque	Impact négatif matériel
Émissions de gaz à effet de serre avec effets sur le climat :			
• **Émissions directes** (Scope 1)	> Production d'électricité et de chaleur à partir de combustibles fossiles	■■	**ESRS E1** Changement climatique
• **Émissions indirectes** (Scope 3)	> Achats (amont de la chaîne de valeur) > Fourniture de gaz et d'électricité, production d'électricité par des actifs non contrôlés (aval de la chaîne de valeur)	■■	
Rejets avec effets potentiels sur :			
• **la qualité de l'air** : des rejets dans l'air (principalement émissions de SO_2, NO_x et poussières) interviennent via la combustion thermique. De plus, des rejets avec effets potentiels dans l'air, l'eau et les sols, peuvent intervenir via les éventuels incidents d'exploitation ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe.	> Production d'électricité et de chaleur à partir de combustibles fossiles	■	**ESRS E2** Pollution
Consommations avec effets potentiels sur :			
• **les ressources matière** : notamment matériaux de construction de nouvelles installations et production de déchets.	> Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■ (production existante et déconstruction) ■■ (projets)	**ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes **ESRS E5** Utilisation de ressources et économie circulaire
• **la production de déchets** : les activités de construction et de déconstruction, ainsi que l'exploitation des moyens de production d'électricité et de chaleur génèrent différents types de déchets, devant ensuite être traités, recyclés, entreposés ou stockés.	> Production d'électricité et de chaleur toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■	**ESRS E5** Utilisation de ressources et économie circulaire
• **la ressource en eau douce** : l'utilisation d'eau douce (prélèvements et consommations) pour le refroidissement des centrales nucléaires et thermiques et pour les processus industriels, ainsi que dans la chaîne de valeur amont du Groupe, peut impacter la disponibilité en eau.	> Production d'électricité à partir de centrales thermiques (nucléaire, thermique fossile)	■■	**ESRS E3** Ressources hydriques
Impacts potentiels sur les écosystèmes :			
• **la dégradation des écosystèmes** : l'artificialisation des sols causée par les activités de construction, déconstruction et exploitation du Groupe peut conduire à la dégradation des écosystèmes. Les activités de la filière hydroélectrique peuvent également contribuer à cette dernière via la modification des régimes hydrologiques.	> Production d'électricité toutes filières (nucléaire, thermique, hydraulique, éolien, photovoltaïque)	■ (production existante et déconstruction) ■■ (projets)	**ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes
• **la surexploitation des ressources naturelles amont** : la construction et l'exploitation des infrastructures de production d'énergie nécessitent des ressources issues de l'exploitation minière, des combustibles fossiles et de différentes matières premières pouvant conduire à la destruction ou à la modification des écosystèmes.	> Production d'électricité et de chaleur notamment à partir de biomasse	■■	**ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes
• **la perte de biodiversité** : les activités de construction/ déconstruction du Groupe, mais également les activités d'exploitation peuvent conduire à une perte de biodiversité (percussion/électrocution avifaune, modification de continuité piscicole).	> Production d'électricité des filières nucléaire, thermique, hydraulique et éolienne	■■	**ESRS E4** Biodiversité et écosystèmes

Criticité : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

3.6.6.3.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Pour prévenir et atténuer les risques d'atteinte grave à l'environnement, EDF s'appuie sur son système de management environnemental (SME) et sa politique RSE qui engagent ses entités à une approche de précaution et une démarche de responsabilité. Les risques les plus significatifs font l'objet de plans de maîtrise en lien avec les orientations de la politique RSE Groupe.

Afin de décliner les objectifs environnementaux et les actions associées issus de ses engagements et de sa politique RSE, le groupe EDF a mis en place une animation de l'environnement à l'échelle du Groupe à l'aide d'un SME (voir la section 3.2.1 « Système de management de l'environnement »). Ce système de management s'appuie sur les instances de gouvernance d'EDF qui définissent les orientations et objectifs environnementaux à atteindre, en lien avec les attentes des parties prenantes externes et internes (voir la section 3.1.2.1 « Le rôle des organes d'administration, de direction et de surveillance »).

Procédure d'évaluation environnementale

Conformément aux exigences de la politique RSE, chaque entité [1] et projet du Groupe met en place une démarche de management environnemental adaptée à ses propres enjeux et définit son organisation et les différents niveaux de responsabilité et autorité associées pour respecter ses engagements environnementaux et maîtriser ses risques par la mise à disposition de ressources (humaines et financières) appropriées.

Le fonctionnement du SME est assuré par les processus Groupe des entités et métiers qui permettent d'attester auprès des parties prenantes :

- de la mise sous contrôle des risques environnementaux et de la conformité du groupe EDF à la réglementation et ses engagements : chaque entité établit et met en œuvre un programme ou plan d'action environnemental prenant en compte les engagements du Groupe la concernant, ses aspects environnementaux significatifs, ses obligations réglementaires et en considérant ses risques et opportunités ;
- de l'amélioration de l'efficacité de ses organisations de façon appropriée aux enjeux : chaque entité est responsable de son contrôle interne, des audits internes et externes de son SME et des interfaces avec le SME Groupe ;
- d'un reporting extra-financier obligatoire des activités environnementales des entités : chaque entité collecte et communique à la Direction Impact les informations environnementales requises.

Le SME du Groupe est certifié par un organisme externe, l'AFNOR, selon la norme internationale ISO 14001. Tous les sites industriels sont couverts par un SME et plus de 80 % par un SME certifié. La dernière campagne d'audits de certification, menée par l'AFNOR sur la période de début avril 2024 à fin mai 2025, confirme que les SME certifiés des entités et filiales mis en œuvre sont efficaces, pertinents, matures et permettent la progression des performances dans tous les domaines de l'environnement.

Prévenir et atténuer les impacts sur le climat

Voir la section 3.2.2 « ESRS E1 - Changement climatique ».

Prévenir et atténuer les impacts des rejets potentiels sur l'air, l'eau et les sols

Voir la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution ».

Prévenir et atténuer l'impact des consommations avec effets potentiels sur les ressources matière, la production de déchets et la ressource en eau douce

Pour les ressources matière, voir la section 3.2.6 « ESRS E5 « Utilisation de ressources et économie circulaire » - « Flux de ressources entrantes ».

Pour la production de déchets, voir la section 3.2.6 « ESRS E5 – Utilisation de ressources et économie circulaire » – « Économie circulaire – Déchets ».

Pour les impacts sur l'eau, voir la section 3.2.4 « ESRS E3 - Ressources hydriques ».

Prévenir et atténuer les impacts potentiels sur les écosystèmes

Voir la section 3.2.5 « ESRS E4 - Biodiversité et écosystèmes ».

3.6.6.4 Sécurité Santé

3.6.6.4.1 Identification des risques saillants

La cartographie des risques d'atteinte à la sécurité et la santé des salariés et prestataires est établie par la Direction Prévention Santé Sécurité en charge du management sécurité santé, en s'appuyant sur les analyses de risques réalisées par les différentes entités et filiales du Groupe, en lien avec le dispositif de cartographie des risques du Groupe. Les risques saillants en matière d'atteinte à la sécurité et la santé des salariés et prestataires sont liés au fonctionnement des installations industrielles. Les risques concernant les consommateurs et riverains sont liés également au fonctionnement des installations industrielles.

Les risques pour la sécurité et la santé des salariés et des travailleurs des fournisseurs intervenant sur les sites du Groupe sont établis par les entités opérationnelles et fonctionnelles, sur la base de la nature de leur activité, des différents dangers pouvant survenir, de l'identification des populations exposées à ces dangers. Ces cartographies sont enrichies des situations d'accidents survenus et de l'expertise multidisciplinaire des managers, acteurs de la prévention, représentants du personnel et des professionnels de santé.

Les documents uniques d'évaluation des risques professionnels (DUERP) des entités intègrent l'ensemble des risques liés aux activités dont les risques psycho-sociaux (RPS) qui sont évalués selon une méthodologie commune, déclinée des études engagées avec le rapport Gollac.

Dix risques majeurs pour la sécurité ont été identifiés par l'analyse des accidents graves et mortels du Groupe des 40 dernières années. Ces 10 risques majeurs sont associés à des règles de prévention dénommées « Les 10 Règles vitales du groupe EDF ». Leur stricte application sur l'ensemble des entités du Groupe permet de sauver des vies. L'affirmation du devoir de vigilance partagée envers autrui, et le fait d'accepter d'être interpellé, complètent le dispositif pour prévenir toute situation irréversible.

Chaque évènement grave et mortel, et chacun des évènements à haut potentiel de gravité (HPE – *High Potential Event*), est analysé pour en tirer tous les enseignements. Une analyse de l'ensemble de ces évènements permet de déterminer les points communs et les récurrences, et ainsi définir les actions prévention annuelle à l'échelle du Groupe.

Dans le domaine de la santé, le suivi régulier assuré par les médecins du travail et de la médecine de contrôle permet de dresser un bilan de l'état de santé des salariés suivis et de mettre en place des actions spécifiques dans le cadre du colloque singulier.

Procédure d'évaluation

L'évaluation régulière de la situation du groupe EDF est réalisée de façon indépendante et complémentaire :

- au niveau opérationnel de chaque entité ;
- au niveau de la Direction Prévention Santé Sécurité ;
- et par des audits à thème ou de performance par la Direction de l'Audit du Groupe.

(1) Sociétés ayant des activités industrielles, opérationnelles (installation, exploitation, maintenance), d'ingénierie et de distribution et de commercialisation de biens et services.

Chaque entité procède annuellement à sa propre auto-évaluation, à l'examen de son bilan sécurité santé au travers du dispositif de contrôle interne (reposant sur les 10 exigences de la politique, voir la section 3.3.2.1.2 « La politique Prévention Sécurité Santé »), et en déduit ses forces et faiblesses pour définir les ambitions futures. Les actions ciblées de contrôle interne sont décidées par les entités opérationnelles et fonctionnelles en fonction de leur analyse des risques.

La Direction Prévention Santé Sécurité a entamé en 2025 un cycle de revue de pairs. Celle-ci évalue la déclinaison des exigences de la politique Prévention Sécurité Santé du Groupe et du système de management de la santé sécurité selon le référentiel interne BEST [1] (voir la section 3.3.2.6.1 « Actions relatives à la sécurité et la santé ») pour les entités représentées en Comité exécutif, avec une périodicité de trois ans.

Les prestations des fournisseurs sont évaluées dès la phase de remise de l'offre. Chaque achat intègre des leviers sécurité santé pour assurer le niveau de performance attendu au cours de la prestation. Ces leviers sont proportionnés en fonction du niveau de risque attendu. Le choix des offres répondant aux exigences attendues est réalisé en considérant, parmi les critères de mieux-disance, une part liée à la sécurité santé, dont le poids est adapté aux enjeux de la prestation.

Pendant l'exécution de la prestation, les exigences du groupe EDF font l'objet d'une surveillance au plus près du terrain, et peuvent conduire, en cas de difficulté, en premier lieu à stopper un chantier, puis à demander des plans d'amélioration par la direction des entreprises intervenantes, et en cas de manquements graves et répétés, à la rupture de contrat.

Les fournisseurs industriels stratégiques du groupe EDF font par ailleurs l'objet d'un suivi spécifique, avec pour certains, un plan de progrès convenu entre les directions des deux parties lorsque le maintien d'un haut niveau de performance est compromis.

Les risques relatifs à la sécurité santé sont les suivants :

Catégorie de risque	Risque saillant	Criticité du risque	Impact négatif matériel
Sécurité et santé des salariés et prestataires	Risque d'accidents du travail, maladies professionnelles (amiante, produits chimiques, rayonnements ionisants et bruit).	■■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
	Risque de troubles musculo-squelettiques, troubles anxio-dépressifs dont stress.	■■	**ESRS S1** Personnel de l'entreprise **ESRS S2** Travailleurs de la chaîne de valeur
Sécurité et santé des communautés locales [1]	Risque d'accidents industriels, en particulier nucléaires et hydrauliques.	■■	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution **ESRS E3** Ressources hydriques
	Risque d'atteinte à la santé du fait d'impacts sur la qualité de l'air.	■	**ESRS S3** Communautés affectées **ESRS E2** Pollution

Criticité : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

(1) Les potentielles nuisances lumineuses et sonores n'ont pas été estimées à un niveau matériel sur les sites industriels en exploitation du fait des mesures mises en place pour les prévenir, et ce, conformément aux études d'impact réalisées avant tout nouveau projet (voir la section 3.2.3 « ESRS E2 - Pollution »).

3.6.6.4.2 Principales mesures d'atténuation, de prévention et de suivi des mesures mises en œuvre

Déploiement de la politique sécurité santé

Voir les sections 3.3.2.1.2 « La politique Prévention Sécurité Santé » et 3.3.2.6 « Sécurité et santé de tous ».

Voir la section 3.6.6.5.2 « Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre » pour la sécurité santé dans la démarche d'achat.

Sûreté des installations nucléaires et hydrauliques

Voir la section 3.4.5.3.2 « Sûreté nucléaire ».

Voir la section 3.4.5.3.1 « Sûreté hydraulique ».

La qualité de l'air

Voir la section 3.2.3.2 « Pollution de l'air : rejets de NO_x, SO_2, poussières ».

3.6.6.5 Fournisseurs et sous-traitants

3.6.6.5.1 Identification des risques saillants

Conformément à la gouvernance du groupe EDF, chaque filiale doit identifier les risques saillants relatifs au devoir de vigilance concernant les fournisseurs et sous-traitants. Ceux-ci sont identifiés sur la base d'une cartographie des risques couvrant la totalité des catégories d'achats de son périmètre.

Par exemple, sur le périmètre EDF, sont concernés les achats industriels, tertiaires et IT d'EDF, hors achats de combustibles (pour ces derniers, voir la section 3.3.3.4.3 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles »), et une partie des achats tertiaires, informatiques et télécommunications pour certaines filiales. Chaque filiale dispose de sa propre méthodologie, mais des travaux de convergence progressive ont été initiés en 2025. La méthodologie commune vise à prendre en compte toutes les thématiques RSE, en s'alignant à la fois sur la politique RSE du groupe EDF et les standards de la CSRD : neutralité carbone & climat (atténuation, adaptation), préservation des ressources de la planète (pollutions, ressources aquatiques et marines, biodiversité, déchets et économie circulaire), bien-être et solidarité (sécurité santé, droits humains et achats solidaires), et le développement responsable des territoires. L'objectif est d'identifier des actions à mener auprès des fournisseurs à toutes les étapes du processus achat (stratégie, contractualisation et suivi du marché), de les partager à la maille Groupe via des outils comme une bibliothèque de leviers RSE, et *in fine*, de déterminer le niveau de risque résiduel de chaque catégorie d'achat.

Les risques sont évalués par catégorie d'achat. L'évaluation et la priorisation des risques bruts sont fondées sur les périmètres d'activités des fournisseurs, au regard des facteurs de risques identifiés avec les experts de chaque thématique RSE et les responsables de catégories d'achat. La localisation géographique constitue en outre un élément majorant dans l'appréciation du risque.

En parallèle des travaux de convergence méthodologique entre les filiales, des actions d'amélioration de la cartographie EDF ont été initiées en 2025 :

- prise en compte des résultats des évaluations RSE pour la cotation du niveau de maîtrise des risques et le calcul du risque résiduel par catégorie d'achat ;
- enrichissement des opportunités RSE pour identifier les possibilités d'œuvrer en faveur de la RSE même sur les achats à faible risque.

(1) Bâtir ensemble la sécurité et la santé au travail (*Building Excellence in Safety Together* - BEST).

Par ailleurs, l'évaluation des risques est régulièrement réinterrogée, avec un focus particulier en 2025 sur :

- les risques sur la biodiversité en tenant compte des facteurs de pression définis par l'IPBES [1] ;
- les impacts sociaux et environnementaux de l'intelligence artificielle (IA) sur des catégories telles que les solutions applicatives, les matériels IT, les prestations intellectuelles et les centres d'appel.

Pour EDF, cette analyse de risques couvre 184 catégories d'achat pour environ 18 000 fournisseurs ayant un contrat avec EDF. Plus de 95 % des achats sont réalisés en France, en particulier, grâce au mécanisme d'allotissement qui facilite l'accès aux marchés du Groupe. 97,4 % des achats sont réalisés dans l'Union européenne (99,3 % dans l'Association européenne de libre-échange [2]).

Des risques majeurs ont été identifiés dans les différents domaines d'achat pour des points touchant notamment à la sécurité santé, aux pollutions et aux déchets, aux émissions de gaz à effet de serre, à l'utilisation de matériaux rares ou aux droits humains. 17 % des catégories d'achat analysées sont classées à risque « résiduel majeur » ; 30 % sont classées à risque « significatif » ; 52 % sont classées à risque « résiduel limité ».

Le tableau des risques présenté ci-dessous synthétise les regroupements de catégories d'achat analysées et classées à risque résiduel majeur ou critique pour EDF [3], Dalkia, Framatome, et EDF power solutions. Pour chaque thématique RSE, le risque brut est décrit ; en cas d'évaluation divergente du risque entre les filiales, le risque le plus élevé est présenté.

En termes de procédure d'évaluation, EDF est également labellisée RFAR (Relations fournisseurs et achats responsables), label français, adossé à la norme ISO 20400, voir la section 3.3.3.1.2 « Politique Fournisseurs et Achats » - « Label Relations fournisseurs et achats responsables ».

Domaine d'achat	EDF	Dalkia	Framatome	EDF power solutions	Neutralité et climat	Préservation des ressources	Sécurité santé	Droits humains	Risque saillant	ESRS
Électricité Contrôle Commande	✓	✓	✓		🟥🟥🟥	🟧🟧	🟧🟧	🟥🟥🟥	• Climat : consommation d'énergie, lieu de fabrication et acheminement. • Préservation des ressources : gestion de fin de vie du matériel, pollutions et impacts sur la biodiversité. • Sécurité santé : exposition électrique et aux produits chimiques, travail sur machine. • Droits humains : légalité du travail, travail forcé et travail des enfants, en raison de la chaîne de sous-traitance internationale de certains matériels.	E1 E4 E5 S2 S3
Génie civil, déconstruction et dépollution	✓	✓		✓	🟥🟥🟥	🟧🟧	🟧🟧	🟧🟧	• Climat : émissions importantes liées à la fabrication du béton. • Préservation des ressources : risques de pollution des sols, volume et traçabilité des déchets. Nuisances sonores et visuelles. • Sécurité santé : utilisation d'engins de chantier et d'explosifs, manutention et charges lourdes. • Droits humains : légalité du travail et conditions de travail sur les chantiers.	E1 E2 E3 S2 S3
Systèmes de levage pour charges lourdes	✓	✓	✓	✓	🟧🟧	🟧🟧	🟧🟧	🟦	• Climat : consommation d'énergie pour l'extraction et la fusion de minerais (métal, acier). • Préservation des ressources : gestion de fin de vie du matériel, dont certains peuvent être radioactifs. • Sécurité santé : travail en usine et sur chantier, manipulation de charges lourdes.	E1 E5 S2
Contrôles/essais non destructifs et maintenance en milieu industriel	✓				🟦	🟧🟧	🟧🟧	🟧🟧	• Préservation des ressources : gestion des déchets électroniques. • Sécurité santé : expositions radiologiques, risques de chutes, charges lourdes. Risques psychosociaux liés à l'itinérance des prestataires spécialisés, la pression des délais et les horaires décalés. • Droits humains : conditions d'extraction des minerais dans certains pays pour la fourniture des composants électroniques.	E5 S2 S3
Biens et services industriels	✓	✓	✓	✓	🟧🟧	🟥🟥🟥	🟥🟥🟥	🟥🟥🟥	• Climat : émissions de CO_2 liées à l'acheminement des équipements. • Préservation des ressources : pollution de l'air, des eaux, des sols en phase de fabrication, notamment des vêtements. Atteinte à la biodiversité. Déchets de fabrication et liés à la fin de vie des produits. • Sécurité santé : risques de chutes, manutention d'objets lourds et exposition aux produits chimiques. • Droits humains : travail forcé, travail des enfants dans les zones de fabrication des équipements.	E1 E2 E3 E4 E5 S2 S3
Matériels informatiques et télécom	✓	✓	✓	✓	🟧🟧	🟧🟧	🟦	🟥🟥🟥	• Climat : émissions de CO_2 liées au lieu de fabrication des équipements et à leur acheminement. • Préservation des ressources : déchets électriques et électroniques, extraction de métaux rares. • Droits humains : travail des enfants sur les lieux de fabrication, notamment pour le petit matériel comme les smartphones.	E1 E5 S2 S3

(1) Plateforme intergouvernementale sur la biodiversité et les services écosystémiques (Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services – IPBES) qui évalue l'état de la biodiversité et des services écosystémiques, en réponse aux demandes de ses États membres.
(2) Union européenne, Suisse et Royaume-Uni notamment.
(3) Pour EDF, les regroupements de catégories d'achats présentées ont fait l'objet d'un total de facturation supérieur à 50 millions d'euros en 2025.

Domaine d'achat	EDF	Dalkia	Framatome	EDF power solutions	Neutralité et climat	Préservation des ressources	Sécurité santé	Droits humains	Risque saillant	ESRS
Solutions informatiques, édition, hébergement et support	✓	✓		✓	■■	■■	■	■■	• Climat : augmentation significative des émissions de CO_2 liée à la multiplication des *datacenters* avec la montée en puissance de l'IA. • Préservation des ressources : multiplication des *datacenters* et des équipements, liée à la montée en puissance de l'IA. • Droits humains : légalité du travail, risques de discrimination, de harcèlement, dus à l'implantation mondiale et offshore des fournisseurs.	E1 E2 E1 S2
Travaux de bâtiments neufs et existants	✓	✓			■■	■■	■■	■	• Climat : fabrication de béton, transports. • Préservation des ressources : production de déchets. • Sécurité santé : exposition aux produits chimiques, travail en hauteur, risques physiques.	E1 E5 S2
Chaîne de fabrication des panneaux solaires et des batteries				✓	■■	■■	■■	■■■	• Climat : émissions de CO_2 liées au lieu de fabrication des équipements et à leur acheminement. • Préservation des ressources : consommation d'eau en zone de stress hydrique, pollution des eaux et des terres en phase de fabrication et d'extraction de certains minerais. • Sécurité santé : conditions de travail non adaptées, exposition aux produits chimiques. • Droits humains : conditions de travail, travail forcé, risque de discrimination dans certaines zones de fabrication et d'extraction des minerais.	E1 E2 E3 S2 S3
Forgeage, Chaudronnerie, Tuyauterie, Soudage			✓		■■	■■	■■	■	• Climat : extraction et fabrication des matières premières métalliques énergivores notamment en énergies fossiles. • Préservation des ressources : recyclage partiel du fait de l'utilisation des métaux en amalgames, impact fort sur la biodiversité du fait de l'usage des terres en phase d'extraction, consommation d'eau. • Sécurité santé : activités extractives des métaux accidentogènes et exposition à des substances dangereuses. • Droits humains : risque de travail forcé pour l'extraction de certains métaux critiques.	E1 E2 E3 E4 E5 S2 S3
Matières premières et Produits semi-finis			✓		■■	■■	■■	■	• Climat : extraction des minerais énergivores, notamment en énergies fossiles, fabrication de gaz industriels issus des énergies fossiles. • Préservation des ressources : recyclage partiel du fait de l'utilisation des métaux en amalgames, impact fort sur la biodiversité du fait de l'usage des terres en phase d'extraction, des pollutions et de l'utilisation de produits acides, consommation d'eau. • Sécurité santé : activités extractives des métaux accidentogènes et exposition à des substances dangereuses. • Droits humains : extraction de certains minerais présentant un risque de financement de conflits armés, atteinte aux populations locales.	E1 E2 E3 E4 E5 S2 S3
Contrats EPC *(Engineering, Procurement and Construction)*				✓	■■	■■	■■■	■■■	• Climat : consommation d'énergie, émissions liées au transport et à la fabrication des matériaux. • Préservation des ressources : consommation d'eau sur les chantiers, gestion de fin de vie du matériel, risque de pollution et impacts sur la biodiversité, production d'inertes et déchets dangereux sur le chantier. • Sécurité santé : travaux en hauteur, levage, circulation d'engins, travaux électriques et co-activité sur le chantier. • Droits humains : sous-traitance internationale, légalité et conditions de travail, travail forcé et travail des enfants.	E1 E2 E3 E4 E5 S2 S3

Criticité : ■■■ *forte* ■■ *intermédiaire* ■ *modérée*

3.6.6.5.2 Principales mesures de prévention, d'atténuation et de suivi des mesures mises en œuvre

Voir la section 3.3.3.1.2 « Politique Fournisseurs et Achats ».

Processus d'achats responsables

Voir la section 3.3.3.4.2 « Démarche achats responsables ».

Intégration des enjeux environnementaux et de la sécurité santé dans la démarche d'achat

Voir la section 3.2.2.1.2.2.3 « Amont : décarboner la chaîne de valeur du Groupe ».

Voir la section 3.2.4.2.3.4 « Maîtrise de l'empreinte eau globale des activités ».

Voir la section 3.2.5.2 « Actions et ressources relatives à la biodiversité et aux écosystèmes ».

Voir la section 3.2.6.2.1 « Actions et ressources relatives aux ressources entrantes ».

Voir la section 3.3.2.6.1 « Actions relatives à la sécurité et la santé ».

Sensibilisation et formation

Voir la section 3.3.3.4.2.3 « Formation des acteurs de la filière achats ».

Évaluations des fournisseurs

Voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs ».

Autres modalités pratiquées au sein du Groupe

Voir la section 3.3.3.4.2.4 « Engagement RSE des fournisseurs ».

Approvisionnement en combustibles

Voir la section 3.3.3.4.3 « Responsabilité sur la chaîne d'approvisionnement en combustibles ».

3.6.7 Système d'alerte du Groupe

Périmètre

Voir la section 3.3.1.2.1 « Champ d'application ».

Dispositif

Voir les sections 3.3.1.2.2 « Accessibilité de la plateforme », 3.3.1.2.3 « Dépôt de signalements », 3.3.1.2.4 « Analyse de la recevabilité des signalements » et 3.3.1.2.5 « Traitement des signalements recevables » pour les modalités de fonctionnement du dispositif d'alerte.

Voir également la section 3.3.1.2.6 « Protection des lanceurs d'alerte : les mécanismes en place pour identifier, signaler et examiner les cas de non-respect/comportements illicites ».

Alertes effectuées en 2025

Voir la section 3.3.1.2.7 « Résultats 2025 ».

3.6.8 Dispositifs de suivi

La mission vigilance du Groupe s'emploie à faire évoluer le dispositif de suivi du plan de vigilance dans une démarche d'amélioration continue.

Le suivi du dispositif repose sur plusieurs processus :

- la gouvernance du plan de vigilance et notamment le Comité de pilotage, ainsi que le réseau des Responsables devoir de vigilance (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes ») ;
- le suivi des actions présenté au CMDRSE (voir la section 3.6.2 « Gouvernance, pilotage et association des parties prenantes ») ;
- le contrôle interne annuel qui dédie une thématique au devoir de vigilance, associée à des exigences. Ces dernières demandent aux dirigeants la mise en œuvre d'un dispositif adapté à leur entité et leurs projets, ainsi que de mandater un responsable devoir de vigilance dans l'entité dont ils ont la charge ;
- les audits internes, menés par la Direction de l'audit Groupe, dans les différentes entités. En 2025, un audit a été mené sur certaines activités à l'international, couvrant, entre autres, le devoir de vigilance, avec des propositions d'amélioration ;
- les alertes traitées par l'équipe en charge du devoir de vigilance, permettant également d'évaluer les procédures en place et d'initier de nouvelles actions de contrôle ;
- enfin, chaque partie du présent plan de vigilance propose des indicateurs permettant également un suivi de l'efficacité des actions présentées (voir les sections 3.6.6.2 « Droits humains et libertés fondamentales », 3.6.6.3 « Environnement », 3.6.6.4 « Sécurité Santé » et 3.6.6.5 « Fournisseurs et sous-traitants »).

Voir également la section 3.1.2.4 « Gestion des risques et contrôles internes de l'information en matière de durabilité ».



Gouvernement d'entreprise

4.1 Code de gouvernement d'entreprise 300

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration 301

4.2.1 Composition du Conseil d'administration 302

4.2.2 Fonctionnement du Conseil d'administration 315

4.2.3 Comités du Conseil d'administration 320

4.3 Direction Générale 328

4.3.1 Composition du Comité exécutif 328

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif 328

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants 330

4.4.1 Conflits d'intérêts 330

4.4.2 Absence de condamnation 330

4.4.3 Contrats de service 331

4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux 331

4.5.1 Rémunération des mandataires sociaux 331

4.5.2 Options de souscriptions ou d'achat d'actions – Actions gratuites 335

4.5.3 Ratios d'équité et évolution des rémunérations 2021-2025 335

4.1 Code de gouvernement d'entreprise

EDF adhère [1] au Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF [2], sous réserve des spécificités législatives et réglementaires qui lui sont applicables.

Ces spécificités résultent du statut d'entreprise publique et en particulier de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, de ses textes d'application et du décret n° 53-707 du 9 août 1953.

Détaillées dans le présent document d'enregistrement universel ces spécificités concernent notamment :

- la composition du Conseil d'administration (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration ») ;
- les modalités de nomination du Président-Directeur Général d'EDF et le mode d'exercice de la Direction Générale (voir les sections 4.2.2.2 « Nomination et attributions du Président-Directeur Général » et 4.2.2.4 « Équilibre dans la répartition des pouvoirs ») ; et
- les modalités de fixation de la rémunération du Président-Directeur Général (voir la section 4.6.1.1 « Rémunération du Président-Directeur Général »).

Outre ces spécificités, le tableau ci-dessous recense les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui ne sont pas appliquées par la Société et les explications correspondantes :

Recommandations du Code AFEP-MEDEF	Situation de la Société	Explications
Détention par les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux d'actions de la Société Recommandation n° 21 : *« Hors dispositions légales contraires, l'administrateur doit être actionnaire à titre personnel et, en application des dispositions des statuts ou du règlement intérieur, posséder un nombre minimum d'actions, significatif au regard des rémunérations qui lui ont été allouées. À défaut de détenir ces actions lors de son entrée en fonction, il utilise ses rémunérations à leur acquisition. »* Recommandation n° 24 : *« Le conseil d'administration fixe une quantité minimum d'actions que les dirigeants mandataires sociaux doivent conserver au nominatif, jusqu'à la fin de leurs fonctions. [...] Tant que cet objectif de détention d'actions n'est pas atteint, les dirigeants mandataires sociaux consacrent à cette fin une part des levées d'options ou des attributions d'actions de performance telle que déterminée par le conseil. »*	Les administrateurs et les dirigeants mandataires sociaux ne détiennent pas d'actions de la Société.	Conformément à l'article L111-67 du Code de l'énergie, l'État français détient 100 % du capital de la Société. La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

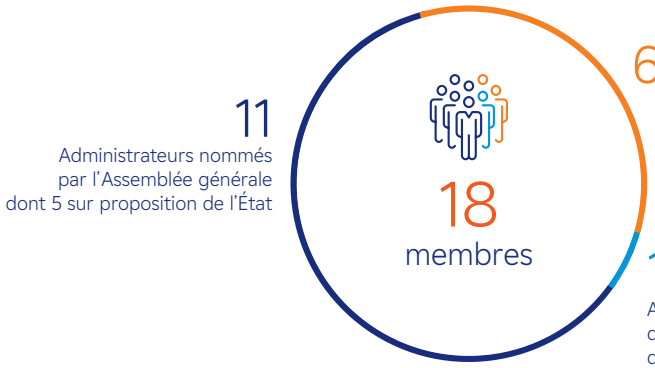
(1) En application de l'article L. 22-10-10 du Code de commerce.
(2) Code-AFEP-MEDEF-version-de-decembre-2022.pdf.

4.2 Composition et fonctionnement du Conseil d'administration

Conseil d'administration

41,7 %	50 %	15	94,2 %
d'indépendance*	de mixité	réunions	d'assiduité

Composition**



Comité de la stratégie
18 membres
41,7 %* d'indépendance
96,2 % d'assiduité
3 réunions

Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
4 membres
66,7 %* d'indépendance
91,7 % d'assiduité
6 réunions

Comité de responsabilité d'entreprise
7 membres
33,3 %* d'indépendance
96,4 % d'assiduité
4 réunions

Comité des risques et de l'audit
7 membres
66,7 %* d'indépendance
89,2 % d'assiduité
5 réunions

Comité des engagements
6 membres
60 %* d'indépendance
85 % d'assiduité
11 réunions

Comité de suivi des engagements nucléaires
4 membres
50 %* d'indépendance
93,3 % d'assiduité
4 réunions

Réunions conjointes
11 membres
2 réunions
95,6 % d'assiduité

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*
** *Composition du Conseil d'administration au 31 décembre 2025.*

4.2.1 Composition du Conseil d'administration

En application des articles 4 et 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, EDF est administrée par un Conseil d'administration composé de trois à dix-huit membres, comprenant des administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont certains sur proposition de l'État, un Représentant de l'État désigné par le ministre chargé de l'économie parmi les agents publics et un tiers de représentants des salariés élus conformément aux dispositions de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public [1].

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration comprend dix-huit membres :

- onze administrateurs nommés par l'Assemblée générale, dont cinq sur proposition de l'État ;
- six administrateurs élus par les salariés ;
- un Représentant de l'État.

Le Commissaire du Gouvernement [2], le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société [3] et le Secrétaire du Comité social et économique central d'EDF assistent aux séances du Conseil d'administration avec voix consultative.

Depuis le 1er janvier 2025 et jusqu'à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, les modifications et évènements suivants sont intervenus dans la composition du Conseil d'administration :

Prénom, nom	Administrateur/Catégorie	Nature de l'évènement	Date de l'évènement
Luc Rémont	Président-Directeur Général	Cessation de ses fonctions	5 mai 2025
Bruno Crémel	Administrateur nommé par l'Assemblée générale	Démission	5 mai 2025
Marie-Christine Lepetit	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Échéance du mandat	5 mai 2025
Michèle Rousseau	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Échéance du mandat	5 mai 2025
Bernard Fontana	Administrateur nommé par l'Assemblée générale	Nomination	5 mai 2025
Catherine Lagneau	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Nomination	5 mai 2025
Valérie Bros*	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Nomination	5 mai 2025
Bernard Fontana	Président-Directeur Général	Nomination par décision ministérielle (intérim) puis par décret du Président de la République	5 mai 2025
Matthieu Chabanel	Administrateur nommé par l'Assemblée générale	Cooptation par le Conseil d'administration	25 septembre 2025
Anne-Marie Descôtes	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Démission	9 février 2026
Martin Briens	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État	Cooptation par le Conseil d'administration	19 février 2026

* *Le mandat de Valérie Bros a pris effet le 5 juin 2025.*

Lors de l'Assemblée générale du 5 mai 2025, les mandats de Nathalie Collin et Delphine Gény-Stephann ont été renouvelés pour une durée de 4 ans, soit à l'issue de l'Assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

Politique de diversité

Féminisation du Conseil d'administration et des instances dirigeantes

En application de l'article L. 225-18-1 du Code de commerce, des ordonnances du 20 août 2014 et du 15 octobre 2024 n° 2024-934, EDF est soumis aux règles relatives à la représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'administration et de surveillance et doit respecter une proportion d'administrateurs de chaque sexe au sein du Conseil qui ne peut être inférieure à 40 %.

Au 31 décembre 2025, le Conseil d'administration d'EDF compte 9 femmes, dont trois parmi les administrateurs élus par les salariés, soit une proportion de femmes de 50 % sur l'ensemble.

Politique de mixité des instances dirigeantes et cadres dirigeants

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Conseil a défini, le 16 décembre 2020, une politique de mixité des instances dirigeantes applicable à la Société, qui décline les objectifs de l'Ambition mixité pour le Groupe adoptée par le Comité exécutif qui prévoit plusieurs engagements visant à supprimer le « plafond de verre » pour les femmes cadres dans l'accession aux Comités de direction et au niveau dirigeant (voir les sections 3.3.2.7.1.1 « Actions liées à la mixité » et 3.3.2.7.2.1 « Obligations issues de la loi Rixain : taux de femmes parmi les cadres dirigeants »).

Le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil d'administration examinent annuellement les résultats obtenus à l'occasion de la présentation du bilan de la politique d'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise »). Ils ont ainsi examiné, lors de leurs réunions respectives du 16 avril 2025 et du 20 mai 2025, les mesures mises en place et les résultats obtenus par la Société dans la mise en œuvre de cette politique.

(1) Les représentants des salariés mentionnés au paragraphe I de l'article 7 de l'ordonnance du 20 août 2014 sont soumis, pour leur élection et leur statut, aux mêmes dispositions que celles prévues pour les représentants des salariés des entreprises relevant de la loi du 26 juillet 1983 (chapitres II et III du titre II de la loi).
(2) Article 15 de l'ordonnance du 20 août 2014.
(3) Cette mission exerce le contrôle économique et financier de l'État auprès d'EDF, conformément à l'article 8 du décret n° 55-733 du 26 mai 1955. Elle peut exercer des procédures de contrôle de façon étendue.

Obligations issues de la loi Rixain

Voir la section 3.3.2.7.2.1 « Obligations issues de la loi Rixain : taux de femmes parmi les cadres dirigeants ».

Autres critères de diversité

Conformément aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Conseil d'administration s'interroge régulièrement sur l'équilibre souhaitable de sa composition et de celle de ses Comités. Il définit une politique de diversité appliquée aux membres du Conseil au regard de critères tels que l'âge, la parité ou les qualifications et l'expérience professionnelle.

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration a défini, le 14 février 2019, une politique de diversité tenant compte de la stratégie du Groupe et consistant à rechercher des compétences et expériences adaptées à ses enjeux.

Cette politique a été mise à jour le 17 février 2021, en prenant en compte les attentes qui avaient été formulées par les administrateurs lors de l'évaluation externe du Conseil d'administration réalisée fin 2020.

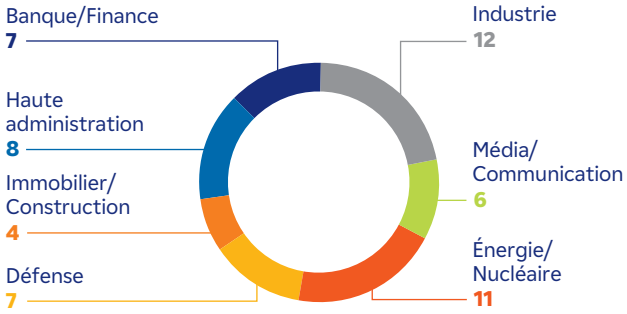
Depuis lors, à l'occasion de chaque départ ou renouvellement du mandat d'un administrateur, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance examine les candidatures en tenant compte des objectifs recherchés en matière d'âge, de parité, d'expérience professionnelle, de complémentarité des profils et de maintien d'une proportion suffisante d'administrateurs indépendants au sein du Conseil fixée *a minima* au tiers des administrateurs tel que recommandé par le Code AFEP-MEDEF pour les sociétés ayant un actionnaire de contrôle (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

Les administrateurs nouvellement nommés en 2025 ont été sélectionnés sur la base de ces critères tenant à la connaissance des entreprises publiques, du secteur industriel ou encore des problématiques liées aux activités de réseau.

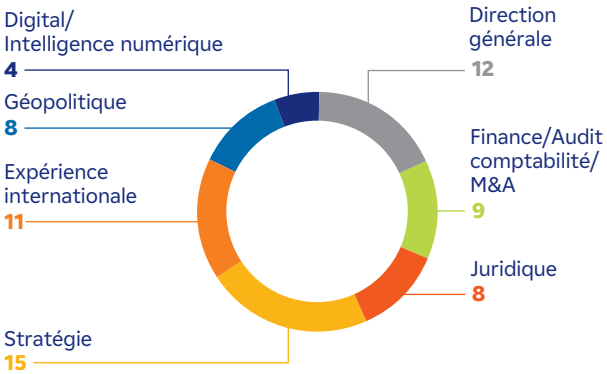
Expertises des administrateurs au 31 décembre 2025

Les graphiques ci-dessous présentent la cartographie des expertises sectorielles, fonctionnelles, RSE et climat identifiées par les administrateurs (autoévaluation au 31 décembre 2025).

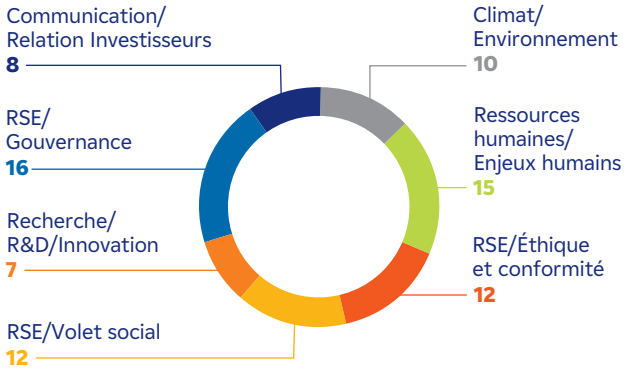
Expertises sectorielles par type de compétence



Expertises fonctionnelles par type de compétence



Expertises RSE et climat



Informations concernant les administrateurs

Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique les principales informations concernant les membres du Conseil d'administration à la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel.

Présentation synthétique du Conseil d'administration

	INFORMATIONS PERSONNELLES			EXPÉRIENCE	SITUATION AU SEIN DU CONSEIL				PARTICIPATION À DES COMITÉS						
	Âge	Sexe	Nationalité	Nombre de mandats dans des sociétés cotées	Indépendance	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au conseil (en années)	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance	
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale															
Bernard Fontana* Président-Directeur Général	64	M	Française	3		05/05/2025	AG 2029	< 1	P						
Matthieu Chabanel**	50	M	Française	0	▲	25/09/2025	AG 2027 (1)	< 1	■			■			
Nathalie Collin	61	F	Française	0	▲	22/07/2021	AG 2029 (2)	4,5	■	■	■			P	
Bruno Even	58	M	Française	0	▲	11/06/2024	AG 2027	1,75	■		■				
Claire Pedini	60	F	Française	0	▲	12/05/2016	AG 2027	9,68	■				P	■	
Philippe Petitcolin	73	M	Française	2	▲	16/05/2019	AG 2027	6,67	■	■	P				
Administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État															
Martin Briens***	54	H	Française	0		19/02/2026	AG 2027	< 1	■						
Valérie Bros****	55	F	Française	0		05/06/2025	AG 2029	< 1	■		■				
Gilles Denoyel	71	M	Française	0		16/05/2019	AG 2027	6,67	■	P		P			
Delphine Gény-Stephann	57	F	Française	1		12/05/2022	AG 2029	3,83	■				■		
Catherine Lagneau	43	F	Française	0		05/05/2025	AG 2029	< 1	■				■		
Administrateur représentant de l'État															
Alexis Zajdenweber	49	M	Française	2		23/09/2022	20/11/2026	3,42	■		■			■	
Administrateurs élus par les salariés															
Christophe Béguinet	60	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	2,25	■	■			■		
Aurélie Frionnet	48	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	2,25	■		■	■			
Fabrice Guyon	52	M	Française	0		16/02/2023	22/11/2027	3,08	■	■		■			
Gérald Lacoste	49	M	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	2,25	■	■			■		
Sandrine Lhenry	51	F	Française	0		28/07/2021	22/11/2027	4,5	■	■			■		
Cécile Pichot	51	F	Française	0		23/11/2023	22/11/2027	2,25	■				■	■	

* *Bernard Fontana est le seul membre exécutif au sein du Conseil d'administration.*

** *Matthieu Chabanel a été coopté lors du Conseil d'administration du 25 septembre 2025 en remplacement de Bruno Crémel pour la durée restant à courir de son mandat.*

*** *Martin Briens a été coopté lors du Conseil d'administration du 19 février 2026, en remplacement d'Anne-Marie Descôtes pour la durée restant à courir de son mandat.*

**** *Valérie Bros a été nommée par l'Assemblée générale du 5 mai 2025, son mandat prenant effet le 5 juin 2025.*

■ *Membre du Comité.*

P *Président du Comité.*

▲ *Indépendance au sens des critères du Code AFEP-MEDEF.*

(1) *AG 2027 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos du 31 décembre 2026.*

(2) *AG 2029 : Assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos du 31 décembre 2028.*

Les renseignements personnels et les mandats des administrateurs figurent dans le tableau ci-dessous et sont fournis à la date du 19 février 2026, sauf indication contraire.

Administrateurs nommés par l'Assemblée générale



64 ans

Date de nomination au Conseil
5 mai 2025

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028

Compétences clés :
- Direction générale
- Industrie/Énergie/Nucléaire
- Stratégie internationale

Bernard FONTANA

Président-Directeur Général (1)

Fonction principale exercée au sein de la Société
Président-Directeur Général d'EDF

Comités
Président :

Bernard Fontana est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale Supérieure des Techniques Avancées de Paris. Il a d'abord mené sa carrière dans les secteurs de la chimie (SNPE), de l'acier (ArcelorMittal et APERAM) et des matériaux de construction (Holcim). Il a ainsi été CEO d'APERAM avant d'être nommé CEO d'Holcim le 1er février 2012. Le 1er septembre 2015, Bernard Fontana a été nommé Directeur Général Délégué d'AREVA NP puis le 1er juillet 2016, Président du Directoire et CEO de Framatome (précédemment AREVA NP). Il a également été membre du Conseil d'administration de GIFEN Services jusqu'en 2025, après en avoir été le Président pendant 4 ans, ainsi que membre de la Gouvernance du GIFEN, de sa création en 2018 à 2025, et membre du HCTISN (Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire en France). Le 1er avril 2024, Bernard Fontana a été nommé Directeur Exécutif Groupe en charge du Pôle Industrie et Services d'EDF puis en octobre 2024, Président d'Arabelle Solutions.

Depuis le 5 mai 2025, Bernard Fontana est Président-Directeur général du groupe EDF. Il est par ailleurs administrateur de Thales et de SSAB.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Au sein du Groupe			
Président-Directeur Général	EDF	France	
Président du Conseil d'administration	Arabelle Solutions	France	G
Président du Conseil de surveillance	Framatome	France	G
Administrateur	Edison SpA	Italie	G/C
Administrateur	EDF Energy Holdings	Royaume-Uni	G
Président du Conseil d'administration	Fondation groupe EDF	France	G
Hors Groupe			
Administrateur	Thales	France	C
Administrateur	SSAB	Suède	C

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

Au sein du Groupe
- Président du Directoire de Framatome (France)
- Président du Directoire d'Arabelle Solutions (France)
- Président du Conseil d'administration d'Arabelle Solutions UK (Royaume-Uni)
- Président du Conseil de surveillance de Jeumont Electric (France)
- Vice-Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance (France)

Hors du Groupe
- Membre du Groupement des industriels français de l'énergie (GIFEN - France)
- Administrateur (Représentant de Framatome) de Gifen Services (France)
- Membre du Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN - France)

(1) Bernard Fontana a été nommé Président-Directeur Général d'EDF, initialement par intérim par décision ministérielle du 5 mai 2025, puis par décret du Président de la République du 7 mai 2025.

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Comité de la stratégie | Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance | Comité de responsabilité d'entreprise | Comité des risques et de l'audit | Comité des engagements | Comité de suivi des engagements nucléaires



54 ans

Date de nomination au Conseil
19 février 2026

Échéance du mandat en cours
Assemble générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Martin BRIENS

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Fonction principale exercée en dehors de la Société
Secrétaire général du Ministère de l'Europe et des Affaires étrangères

Comités
Membre : Comité de la stratégie

Secrétaire général du Ministère de l'Europe et des Affaires étrangères depuis le 9 février 2026, Martin Briens était Ambassadeur de France en Italie depuis juillet 2023. Il était auparavant directeur du cabinet civil et militaire de la ministre des armées, de 2017 à 2022.

Diplomate de carrière entré au ministère de l'Europe et des Affaires étrangères en 1996 à l'issue de sa scolarité à l'Ecole Nationale d'Administration (promotion Victor Schoelcher), il a été en poste à Pékin (1999-2003), à Washington (2003-2006) ainsi qu'à la représentation permanente de la France auprès des Nations unies à New York (2010-2013), en tant que représentant permanent adjoint.

A Paris, il a notamment servi dans les fonctions de directeur-adjoint du Centre d'Analyses et de Prévision (2006-2007), de sous-directeur du désarmement et de la non-prolifération nucléaires (2007-2010), de directeur-adjoint du cabinet du ministre des Affaires étrangères et du développement international (2013-2016) et de directeur de la stratégie au ministère de la défense (2016-2017).

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Orano	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant

Comité de la stratégie · Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance · Comité de responsabilité d'entreprise · Comité des risques et de l'audit · Comité des engagements · Comité de suivi des engagements nucléaires



Valérie BROS

55 ans

Date de nomination au Conseil
5 juin 2025 (1)

Échéance du mandat en cours
Assemble générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028

Compétences clés :
- Industrie
- Direction générale
- International

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Fonction principale exercée en dehors de la Société
Secrétaire générale de Burelle SA, Directrice générale de Sofiparc SA

Comités
Membre :

Ancienne élève de l'École nationale d'administration (ENA), diplômée de l'École des Hautes Études Commerciales (HEC) et lauréate de l'Institut des Études Politiques de Paris (IEP), Valérie Bros est également titulaire d'une licence en droit (Université Paris 1 Panthéon Sorbonne) et d'un LLM de fiscalité internationale (Université Paris Sud 11 Sceaux).

De 1996 à 2000, elle débute son parcours à la Direction du Trésor au sein du ministère de l'Économie et des Finances puis occupe, entre 2000 et 2005, différents postes de conseillère dans des cabinets ministériels ou à la Représentation Permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles, dont elle devient Ministre-Conseiller pour les questions économiques et financières et Chef de la mission financière entre 2006 et 2010. Conseillère-Référendaire de la Cour des Comptes entre 2010 et 2014, elle est nommée Directrice de la *Business unit* « Concessions et Territoires » d'Enedis en 2014 puis Directrice Groupe d'EDF SA en charge de l'intégration opérationnelle de Framatome en 2018. De 2019 à 2024, elle est Secrétaire Générale, Directrice juridique et Conformité d'OPMobility (anciennement Plastic Omnium). Après avoir occupé le poste de Directrice adjointe du cabinet du Premier Ministre entre octobre et décembre 2024, elle est à la Cour des Comptes, Conseillère-Maître, entre décembre 2024 et mai 2025.

Depuis le 1er juin 2025, Valérie Bros est Secrétaire générale de Burelle et Directrice générale de Sofiparc. Membre du collège de l'Autorité de la concurrence, entre 2019 et 2024, puis depuis septembre 2025, elle est également colonel de réserve de l'Armée de l'Air.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directrice Générale et administratrice	Sofiparc SA	France
Administratrice	Burelle Participations SA	France
Membre du collège	Autorité de la concurrence	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

- Administratrice de la Fondation Janson de Sailly

(1) Valérie Bros a été nommée par l'Assemblée générale du 5 mai 2025, son mandat prenant effet le 5 juin 2025.



Matthieu CHABANEL

50 ans

Date de nomination au Conseil
25 septembre 2025

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Compétences clés :
- Direction générale d'entreprise
- Ingénierie - Maintenance
- Relations sociales (RSE)

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Président-Directeur Général de SNCF Réseau

Comités
Membre :

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées, Matthieu Chabanel commence sa carrière dans le domaine de la gestion des ressources en eau auprès de l'Agence de l'eau Seine Normandie. En 2006, il rejoint le ministère des Transports comme adjoint au sous-directeur des ports des voies navigables et du littoral avant de prendre en charge la sous-direction des Ports et du Transport Fluvial à partir de 2008. En août 2010, Matthieu Chabanel est nommé Conseiller technique Transports, Infrastructures, Urbanisme au sein du cabinet du premier ministre. En avril 2012, il rejoint Réseau Ferré de France, en qualité de Directeur général adjoint, responsable des relations commerciales, de la régulation et de la planification du réseau. En 2014, dans le contexte de la création de SNCF Réseau, Matthieu Chabanel devient Directeur général adjoint pour la Maintenance et les Travaux. En 2018, il est nommé Directeur général délégué et prend en charge la performance industrielle et technique de l'entreprise. Enfin, de 2020 à juin 2022, il est Directeur général délégué Projets, Maintenance, Exploitation avec la responsabilité de l'ensemble des équipes opérationnelles de l'entreprise. Il devient Président-Directeur Général de SNCF Réseau en octobre 2022.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président-Directeur Général	SNCF Réseau	France
Président du Conseil	SNCF Gares et Connexions	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant

Comité de la stratégie
Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Comité de responsabilité d'entreprise
Comité des risques et de l'audit
Comité des engagements
Comité de suivi des engagements nucléaires



Nathalie COLLIN

61 ans

Date de nomination au Conseil
22 juillet 2021

Dernier renouvellement
5 mai 2025

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028

Compétences clés :
- Direction générale, Banque/Finance
- RSE/Ressources Humaines
- Digital/intelligence Numérique

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Fonction principale exercée en dehors de la Société
Directrice Générale Adjointe et Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique du groupe La Poste

Comités
Présidente : **Membre :**

Nathalie Collin est titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et fiscalité de l'université Panthéon-Assas Paris 2 et diplômée de l'ESSEC. Après avoir été consultante au cabinet Arthur Andersen de 1987 à 1990 puis de 1992 à 1993 et Directrice Financière de la Cité mondiale des vins et spiritueux de 1990 à 1992, elle devient Directrice Financière France d'Interleaf en 1993, puis Directrice Financière Europe et Executive Vice-President Finance d'Interleaf en 1995. De 1997 à 2009, elle occupe différentes fonctions au sein d'EMI Music France, dont elle devient Présidente du Directoire en 2002. Elle est Co-Présidente du Directoire de Libération de 2009 à 2011, puis Directrice générale du groupe Le Nouvel Observateur de 2011 à 2014. En 2014, elle rejoint le groupe La Poste où elle occupe les fonctions de Directrice Générale Adjointe en charge du Numérique et de la Communication, avant de devenir Directrice Générale de la Branche Grand Public et Numérique en mars 2021. Elle a été membre du Conseil économique social et environnemental et du Conseil national du numérique jusqu'en 2021. Elle est administratrice de GeoPost, de Docaposte, de CNP Assurances, de l'Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique (INRIA) et membre du Conseil de surveillance de l'ESSEC Buisness School.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Directrice Générale Adjointe	La Poste	France
Administratrice	GeoPost	France
Administratrice	CNP Assurances	France
Administratrice	Institut national de recherche en sciences et technologies du numérique (INRIA)	France
Membre du Comité d'Orientation	Docaposte	France
Membre du Comité d'Orientation	LP11	France
Membre du Conseil de surveillance	Essec Business School	France

Mandats expirés exercés en dehors de la Société au cours des cinq dernières années

- Administratrice de La Banque Postale (France)
- Membre du Comité d'Orientation de Mediapost (France)



Gilles DENOYEL

71 ans

Date de nomination au Conseil
16 mai 2019

Dernier renouvellement
28 juin 2023

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Compétences clés :
- Banque/Finance
- Haute administration
- RSE/Gouvernance

Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Fonction principale exercée en dehors de la Société
Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Holding

Comités
Président : * **Membre :**

Ingénieur des Mines ParisTech, diplômé de l'IEP Paris et ancien élève de l'ENA, Gilles Denoyel est nommé Inspecteur des finances au ministère de l'Économie et des Finances en 1981 avant de rejoindre, en 1985, la Direction du Trésor où il est responsable successivement, notamment, du CIRI, du Bureau des marchés financiers, de la sous-direction des assurances et *in fine* du programme de privatisation. En 1996, il rejoint le CCF comme Directeur financier, puis Secrétaire Général en charge de la stratégie et des opérations, puis Directeur Général Adjoint Finances : à ce titre, il joue un rôle actif dans l'intégration du CCF dans le groupe HSBC. En 2004, il est nommé administrateur-Directeur Général Délégué, chargé successivement des fonctions centrales, de la gestion d'actifs et de l'assurance puis de l'ensemble des fonctions de risques et de contrôle et des relations avec les autorités de régulation. De 2015 à 2016, il est Président *International Institutional Relations* de HSBC pour l'Europe. Il a été en outre Président du groupe des banques sous contrôle étranger en France de 2006 à 2016 et Trésorier de l'Association Française des Banques de 2004 à 2016. Membre du Conseil de surveillance de Rothschild & Cie de mai 2020 à décembre 2023, Gilles Denoyel est, depuis mai 2018, Président du Conseil d'administration de Dexia et de Dexia Holding et membre du Conseil de surveillance de Memo Bank depuis janvier 2018. Il a par ailleurs été membre du Conseil d'administration de l'Institut Aspen France de 2013 à 2025.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Président du Conseil d'administration	Dexia Holding	Belgique
Président du Conseil d'administration	Dexia	France
Membre du Conseil de surveillance	Memo Bank	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

- Administrateur de l'Institut Aspen France
- Membre du Conseil de surveillance Rothschild & Cie (France)

* *Gilles Denoyel a été nommé Président du Comité des risques et de l'audit le 19 juin 2025.*

Comité de la stratégie · Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance · Comité de responsabilité d'entreprise · Comité des risques et de l'audit · Comité des engagements · Comité de suivi des engagements nucléaires



Bruno EVEN

58 ans

Date de nomination au Conseil
11 juin 2024

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Compétences clés :
- Direction générale
- Industrie
- Défense

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Chief Executive Officer d'Airbus Helicopters et membre du Comité exécutif du Groupe Airbus

Comités
Membre :

Ancien élève de l'École Polytechnique et titulaire d'un master of Science, (aéronautique et espace) de l'ISAE-SUPAERO, Bruno Even intègre le ministère de la Défense en 1992 afin de développer le segment spatial du satellite Helios. En 1997, il est nommé conseiller technique du Directeur des affaires stratégiques, de la sécurité et du désarmement au sein du ministère des Affaires étrangères puis rejoint, en 1999, le Groupe Safran où il occupe divers postes de direction au sein d'Helicopter Engines (ex-Turbomeca) avant d'être nommé CEO de Safran Electronics & Defense (ex-Sagem) en 2013 puis CEO de Safran Helicopter Engines en 2015. Il est Chief Executive Officer d'Airbus Helicopters et membre du Comité exécutif du Groupe Airbus depuis avril 2018.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Chief Executive Officer	Airbus Helicopters	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant



Delphine GÉNY-STEPHANN

57 ans

Date de nomination au Conseil
12 mai 2022

Dernier renouvellement
5 mai 2025

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028

Compétences clés :
- Industrie
- Stratégie
- RSE/Gouvernance

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Consultante

Comités
Membre :

Ingénieure issue de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées et diplômée du MBA du Collège des ingénieurs, Delphine Gény-Stephann débute sa carrière en 1994 à la Direction Générale du Trésor du ministère de l'Économie et des Finances. En 1999, elle intègre l'Agence des participations de l'État et siège au sein du Conseil d'administration de plusieurs entreprises à participation publique. Delphine Gény-Stephann rejoint le pôle des Matériaux haute performance du groupe Saint-Gobain en 2005 en tant que Directrice du Développement, puis Directrice Financière de l'activité Matériaux céramiques. En 2013, elle est chargée des fusions-acquisitions et est nommée Directrice *External Venturing* du groupe. En 2014, elle devient Directrice du plan et de la stratégie de la Compagnie de Saint-Gobain, membre du Comité de Direction Générale du groupe, avant d'être nommée Directrice Générale de l'activité Carbure de Silicium et Quartz. En novembre 2017, elle est nommée Secrétaire d'État auprès du ministre de l'Économie et des Finances, fonction qu'elle exerce jusqu'en octobre 2018. Delphine Gény-Stephann est consultante depuis 2019 et elle exerce, depuis fin 2022, une mission de conseil au sein du Conseil consultatif (« *Advisory Council* ») constitué par la banque Morgan Stanley auprès de son bureau de Paris. Elle est également administratrice de Thales et d'Eagle Genomics, membre du Comité d'orientation et du Comité de mission de GENEO Partenaires SAS et du Comité de surveillance de la Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement (maison mère du groupe Saur).

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administratrice	Thales	France	C
Administratrice	Eagle Genomics	Royaume-Uni	
Membre du Comité de surveillance	Holding d'infrastructures des métiers de l'environnement SAS	France	
Membre du Comité d'orientation et du Comité de mission	GENEO Partenaires SAS	France	

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Comité de la stratégie
Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Comité de responsabilité d'entreprise
Comité des risques et de l'audit
Comité des engagements
Comité de suivi des engagements nucléaires



Catherine LAGNEAU

43 ans

Date de nomination au Conseil
5 mai 2025

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028

Compétences clés :
- Direction générale
- Dialogue social/RSE
- Recherche et innovation

Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Présidente-Directrice Générale du Bureau de recherches géologiques et minières

Comités
Membre :

Ancienne élève de l'École Normale Supérieure de Paris dont elle est diplômée en mathématiques appliquées à la finance, et Ingénieur de l'École des Mines de Paris, spécialisée en *Business* et administration publique, Catherine Lagneau a intégré en 2007 la Direction régionale de l'industrie, de la recherche et de l'environnement (DRIRE) de Lorraine, en tant que Responsable de la Division développement industriel et technologique. En 2010, elle a été nommée Directrice régionale adjointe, responsable du Pôle Entreprises, Emploi, Économie à la Direction régionale des entreprises, de la concurrence, de la consommation, du travail et de l'emploi (DIRECCTE) de Lorraine, qu'elle a quittée en 2012 pour devenir Directrice adjointe de l'École des mines d'Alès. De 2017 à 2023, elle occupe le poste de Directrice déléguée de l'École des Mines de Paris. Elle a en outre intégré le Conseil général de l'économie au ministère de l'Économie et des Finances, en charge notamment de la gestion du corps des mines et du suivi des carrières, tout en étant ambassadrice ETI (entreprises de taille intermédiaire) auprès du ministre délégué à l'Industrie. Catherine Lagneau a également participé à la rédaction du rapport sur la Haute Fonction Publique remis en 2020. Elle a par ailleurs été administratrice de Bpifrance jusqu'en 2023. Elle est Présidente du Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) depuis le 1er septembre 2023.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Présidente-Directrice Générale	BRGM	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

- Administratrice de BPI France



Claire PEDINI

60 ans

Date de nomination au Conseil
12 mai 2016

Dernier renouvellement
28 juin 2023

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Compétences clés :
- Ressources Humaines/ Enjeux humains
- Climat/Environnement
- Communication/Relations investisseurs

Administratrice nommée par l'Assemblée générale

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise de Saint-Gobain - Membre du Comité exécutif de Saint-Gobain

Comités
Présidente : **Membre :**

Diplômée de l'École des hautes études commerciales et titulaire d'un master de gestion des médias de l'École supérieure de commerce de Paris, Claire Pedini entre en 1988, chez Total en tant que Contrôleur de Gestion. Elle devient Responsable de l'introduction et de la cotation du groupe à la Bourse de New York en 1991, puis Directrice de la communication financière en 1992, Directrice du service de presse en 1994 et Directrice du département nouvelles technologies de l'information en 1997. En 1998, elle rejoint Alcatel en tant que Directrice de la communication financière, puis devient successivement Directrice de la communication financière et des relations institutionnelles en 2001, Directrice Financière Adjointe en 2004, Directrice des Ressources humaines et de la Communication en 2006, année au cours de laquelle elle devient membre du Comité exécutif, Directrice des Ressources humaines, de la Communication et de l'Immobilier en 2007 et Directrice Exécutive d'Alcatel-Lucent, Directrice des Ressources humaines et de la Transformation en 2009. Claire Pedini a été administratrice d'Arkema de 2010 à 2016. Nommée Directrice Générale Adjointe chargée des Ressources Humaines pour le Groupe Saint-Gobain en juin 2010, elle est ensuite nommée Directrice Générale Adjointe, Ressources Humaines et Transformation Digitale jusqu'en janvier 2019. Elle est actuellement Directrice Générale Adjointe, Directrice des Ressources Humaines et de la Responsabilité Sociale d'Entreprise.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Directrice Générale Adjointe	Saint-Gobain	France	C

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant

G : société du groupe EDF - C : société cotée

Comité de la stratégie | Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance | Comité de responsabilité d'entreprise | Comité des risques et de l'audit | Comité des engagements | Comité de suivi des engagements nucléaires



73 ans

Date de nomination au Conseil
16 mai 2019

Dernier renouvellement
28 juin 2023

Échéance du mandat en cours
Assemblée générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2026

Compétences clés :
- Direction générale
- Industries (cycles long)
- R&D Innovation

Philippe PETITCOLIN

Administrateur nommé par l'Assemblée générale

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Administrateur de sociétés

Comités
Président : **Membre :**

Licencié en mathématiques et diplômé du Centre de perfectionnement aux affaires, Philippe Petitcolin débute sa carrière comme responsable export de la société Europrim puis devient responsable de zone export de la filiale d'Alcatel-Alstom, Filotex. En 1982, il est nommé Directeur Commercial Aéronautique de la société Chester Cable aux États-Unis. Il revient au sein de la société Filotex en tant que Directeur Export en 1984. En 1988, il rejoint Labinal comme Directeur Commercial Adjoint avant d'être nommé Directeur Commercial et Marketing de la Division Systèmes Aéronautiques, dont il devient Directeur Général en 1995. De 1999 à 2001, il prend le poste de Directeur Général de la Division Filtrauto de Labinal, qu'il cumule avec celui de Directeur Général de l'activité Matériaux de friction suite au rachat de Filtrauto par Valeo. En mai 2001, il prend des fonctions de Direction Générale de Labinal (devenue Safran Electrical & Power) et en devient Président-Directeur Général en novembre 2004. En 2006, il est nommé Président-Directeur Général de Snecma (devenue Safran Aircraft Engines). De 2011 à 2013, il est nommé Président-Directeur Général des activités défense et sécurité de Safran ainsi que Président-Directeur Général de Safran Electronics & Defense. De juillet 2013 à juillet 2015, il est Président-Directeur Général de Safran Identity & Security. Il est nommé administrateur et Directeur Général de Safran en avril 2015, poste qu'il occupe jusqu'au 31 décembre 2020. À la même date, il devient membre du Board de l'association européenne *The Aerospace and Defence Industries* (ASD). Il est Président du Conseil d'administration d'Alstom et administrateur de Pernod Ricard et KNDS.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Président du Conseil d'administration	Alstom	France	C
Administrateur	Pernod Ricard	France	C
Administrateur	KNDS	Pays-Bas	

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

- Président du Conseil de surveillance de Diot Siaci (France)
- Administrateur de Suez (France)
- Président du Conseil de KNDS (Pays-Bas)
- Administrateur Belcan Corporation (États-Unis)

G : société du groupe EDF – C : société cotée.

Administrateur représentant de l'État



49 ans

Date de nomination au Conseil
23 septembre 2022

Dernier renouvellement
21 novembre 2022

Échéance du mandat en cours
20 novembre 2026

Compétences clés :
- Haute Administration
- Finance/Audit comptabilité/M&A
- Gouvernance

Alexis ZAJDENWEBER

Administrateur – Représentant de l'État

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Commissaire aux participations de l'État

Comités
Membre :

Diplômé de l'Institut d'études politiques (IEP) de Paris, ancien élève de l'École nationale d'administration (ENA), Alexis Zajdenweber a débuté sa carrière en 2003 en tant qu'adjoint au chef du bureau épargne et marchés financiers de la direction du Trésor au ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie. En 2006, il devient adjoint au chef du bureau financement et développement des entreprises de la direction du Trésor et de la politique économique. En 2007, il est détaché comme conseiller concurrence et aides d'État, droit des sociétés et gouvernance d'entreprise au service Affaires économiques, financières et monétaires à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne à Bruxelles. Il retrouve la Direction générale du Trésor en 2009 comme chef du bureau des services bancaires et des moyens de paiement puis occupe en 2011 les fonctions de chef du bureau des investissements, de la lutte contre la criminalité financière et des sanctions. En juillet 2012, il est nommé conseiller chargé du secteur financier au cabinet du ministre de l'Économie et des Finances. En 2014, il rejoint l'Agence des participations de l'État (APE) comme sous-directeur, chargé de la direction de participations Énergie. Il rejoint en mai 2017 la présidence de la République comme conseiller économie, finances, industrie. Alexis Zajdenweber est Commissaire aux participations de l'État depuis septembre 2022 et dirige depuis cette date l'APE. Il est administrateur de Bpifrance, Renault, la SNCF et Thales.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays	
Administrateur	Bpifrance	France	
Administrateur	Renault	France	C
Administrateur	SNCF	France	
Administrateur	Thales	France	C

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant

G : société du groupe EDF – C : société cotée

Comité de la stratégie
Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Comité de responsabilité d'entreprise
Comité des risques et de l'audit
Comité des engagements
Comité de suivi des engagements nucléaires

Administrateurs élus par les salariés



60 ans

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2027

Compétences clés :
- Stratégie
- International
- Énergie

Christophe BÉGUINET

Administrateur élu par les salariés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Chargé de Mission auprès de la Direction Talents et Dynamique Managériale d'Enedis

Comités
Membre :

Diplômé de l'Institut National des Sciences et Techniques du Nucléaire et de l'École Nationale Supérieure de Physique de Grenoble, Christophe Béguinet a débuté sa carrière dans des activités de Recherche et Développement au sein de la filière nucléaire en 1991. Il a ensuite contribué à la prise en compte des premières politiques énergétiques Européennes avec la séparation des réseaux de transport des producteurs. Il a ensuite rejoint la Direction EDF GDF Services avant de participer en 1999 à l'adaptation de l'entreprise au développement de l'internet à la Direction de la Stratégie. En 2001, il s'engage au sein de la Direction Commerce dans la préparation d'EDF à l'ouverture des marchés pour les entreprises et ensuite pour les particuliers. Il est Directeur Commercial PME-Pro pour les régions Centre-Val de Loire, Poitou-Charentes et Limousin en 2013 avant de rejoindre Enedis où il est membre du Conseil de surveillance représentant les salariés de 2017 à 2022. Christophe Béguinet est également Chargé d'Enseignement à l'Université de Montpellier en master économie de l'énergie. Il est parrainé par la CFDT.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administrateur	Institut national polytechnique de Grenoble	France
Administrateur	Maison de l'Europe de Paris	France
Administrateur	Confrontations Europe	France
Membre	Comité Économique et Social Européen	UE (France)

Mandats expirés au cours des cinq dernières années
- Membre représentant les salariés au sein du Conseil de surveillance d'Enedis (France)



48 ans

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2027

Compétences clés :
- Énergie/Nucléaire
- Stratégie
- Climat/Environnement

Aurélie FRIONNET

Administratrice élue par les salariés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Comités
Membre :

Ingénieur diplômé de l'Institut National des Sciences Appliquées (INSA) de Lyon et d'un DEA de Génie Civil, Aurélie Frionnet a débuté son parcours professionnel en 2000 en tant qu'ingénieur travaux chez OTV, filiale du groupe Vivendi en charge de la construction d'usines de traitement d'eau potable et d'eaux usées. Elle intègre EDF en 2001 le Centre National d'Équipements de Production d'Électricité (CNEPE) d'EDF en tant qu'ingénieur de projet sur le réexamen de sûreté mené sur l'ensemble du parc nucléaire à la suite de la tempête de 1999. En 2005, elle rejoint le Centre National d'Équipement Nucléaire (CNEN) où elle occupe successivement des fonctions d'ingénieur d'études et de management dans les domaines du génie civil puis de la sûreté nucléaire sur les projets EPR en France et au Royaume-Uni. En 2015, elle rejoint la Direction de la Stratégie du Groupe en tant que chargée d'études stratégiques dans les domaines nucléaire, hydraulique et thermique à flamme. Depuis 2021, elle est chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique sur la thématique de la résilience et de l'adaptation du parc de production aux aléas climatiques à long terme. Elle a obtenu en 2025 le Certificat Administrateur de Sociétés Sciences Po-IFA. Aurélie Frionnet est parrainée par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Administratrice	Groupe Immobilière 3F	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années
Néant

Comité de la stratégie
Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Comité de responsabilité d'entreprise
Comité des risques et de l'audit
Comité des engagements
Comité de suivi des engagements nucléaires



Fabrice GUYON

52 ans

Date de nomination au Conseil
16 février 2023

Dernier renouvellement
23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2027

Compétences clés :
- Énergie/Nucléaire
- RSE/Volet social
- Relations parties prenantes

Administrateur élu par les salariés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Chargé de mission à l'action territoriale du CNPE de Chinon (EDF)

Comités
Membre :

Titulaire d'un BTS Contrôle industriel et régulation automatique (CIRA), Fabrice Guyon a débuté sa carrière chez EDF en intégrant en 1992 le CNPE de Chinon en tant qu'apprenti au sein du service de conduite. Il occupe par la suite plusieurs postes au sein du service d'exploitation du CNPE de Chinon (opérateur, pilote de tranche, chargé de consignation, cadre technique puis chef d'exploitation délégué) de 1994 à 2012. Détaché syndical depuis 2012, il exerce successivement les responsabilités de responsable local, Secrétaire adjoint du Comité d'Entreprise Européen, coordinateur pour le Comité Groupe France et coordinateur à la Direction Production Nucléaire et Thermique, entre 2012 et 2023. Il est membre du Dialogue social sectoriel de l'électricité. Fabrice Guyon est aujourd'hui Chargé de mission à l'action territoriale du CNPE de Chinon. Il est parrainé par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Néant

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant



Gérald LACOSTE

49 ans

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2027

Compétences clés :
- Énergie/Nucléaire
- Finance/Audit comptabilité
- RSE/Volet social

Administrateur élu par les salariés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe d'EDF

Comités
Membre :

Gérald Lacoste a débuté son parcours professionnel chez EDF-Gaz de France Services dans le domaine de la clientèle en 1998. En 2003, il est diplômé de l'École Supérieure de Gestion, spécialité audit et expertise comptable et rejoint la Direction des achats Groupe d'EDF où il a occupé différents postes dans le domaine finance et gestion. À compter de 2016, il est élu représentant du personnel puis il poursuit son parcours syndical au siège d'EDF en 2019 où il exerce les responsabilités de Secrétaire du Comité Social et Économique, Coordonnateur CFE-CGC du Comité de Groupe France et membre du Comité d'Entreprise Européen. Il fait partie de l'équipe fédérale de la CFE-CGC Énergies de 2019 à 2023. Gérald Lacoste est chargé de mission Pilotage et Appui à la Direction de la Communication Groupe d'EDF depuis janvier 2024. Il a obtenu la certification d'administrateur de sociétés délivrée par l'IFA et Sciences Po Paris en décembre 2025. Gérald Lacoste est parrainé par la CFE-CGC.

Autres mandats et fonctions exercés

Néant

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant

Comité de la stratégie
Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Comité de responsabilité d'entreprise
Comité des risques et de l'audit
Comité des engagements
Comité de suivi des engagements nucléaires



Sandrine LHENRY

51 ans

Date de nomination au Conseil
28 juillet 2021

Dernier renouvellement
23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2027

Compétences clés :
- Média/Communication/ Industrie
- RSE/volet social
- Ressources humaines/ Enjeux humains

Administratrice élue par les salariés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique (DPNT) d'EDF

Comités
Membre :

Diplômée du Conservatoire National des Arts et Métiers (CNAM) et titulaire d'un Master II RH & RSE de l'Institut d'administration des entreprises (IAE) Paris Sorbonne, Sandrine Lhenry a débuté sa carrière dans les Industries électriques et gazières (IEG) en 1999 chez EDF Gaz de France Distribution dans le domaine de la clientèle. De 2014 à 2017, elle est en charge du dialogue social de la branche des IEG au sein de l'équipe dirigeante de la fédération nationale FO Énergies et mines, puis elle est Secrétaire Générale adjointe de la fédération de 2017 à 2020. Chargée de mission à la Direction de la Communication & RSE d'Enedis jusqu'en 2022, elle est actuellement chargée de mission à la Direction du Parc Nucléaire et Thermique. Sandrine Lhenry est parrainée par FO.

Autres mandats et fonctions exercés

Mandat/Fonction	Dénomination	Pays
Membre titulaire	Conseil Supérieur de l'Énergie	France
Membre suppléant	Conseil National de la Transition Energétique	France

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant



Cécile PICHOT

51 ans

Date de nomination au Conseil
23 novembre 2023

Échéance du mandat en cours
22 novembre 2027

Compétences clés :
- Énergie/Nucléaire
- Ressources humaines/ Enjeux humains
- RSE/Volet social

Administratrice élue par les salariés

Fonctions principales exercées en dehors de la Société
Chargée de Mission à la Division Programme et Stratégie, Direction Parc Nucléaire et Thermique (DiPS/DPNT)

Comités
Membre :

Titulaire d'un Master Santé, Sécurité et Environnement, Cécile Pichot construit depuis presque trente ans un parcours consacré à la sûreté, à la qualité et à la gestion des risques dans des environnements industriels sensibles. En 1997, elle débute sa carrière comme responsable qualité au sein d'une entreprise spécialisée dans les interventions logistiques en milieux amiantés et radioactifs. Elle rejoint ensuite la branche Commerce de EDF-GDF Services où elle intervient en appui aux agences régionales avant d'intégrer EDF CNPE de Chinon. Elle évolue ensuite vers des responsabilités de chargée d'affaires en transport radioactif, puis d'animatrice qualité, contribuant en particulier à la mise en place du Système de Management Intégré (SMI) à partir de 2009. Entre 2013 et 2022, au CNPE de Chinon et de la DP2D, elle exerce un rôle d'expertise indépendante sur le transport de marchandises dangereuses, l'Environnement et la Radioprotection. Elle rejoint ensuite EDF Unité technique opérationnelle (UTO), où elle prend en charge la qualification d'un portefeuille de fournisseurs intervenant sur le parc en exploitation et du Nouveau Nucléaire. Elle a obtenu en 2025 le Certificat Administrateur de Sociétés Sciences Po-IFA. Aujourd'hui Chargée de missions à la Division Programme et Stratégie de la Direction Parc Nucléaire et Thermique (DPNT), Cécile Pichot est également engagée dans la vie publique en tant que Conseillère municipale de la ville de Bourgueil. Elle est parrainée par la CGT.

Autres mandats et fonctions exercés

Néant

Mandats expirés au cours des cinq dernières années

Néant

Comité de la stratégie
Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Comité de responsabilité d'entreprise
Comité des risques et de l'audit
Comité des engagements
Comité de suivi des engagements nucléaires

4.2.2 *Fonctionnement du Conseil d'administration*

Le règlement intérieur du Conseil d'administration détermine les principes du fonctionnement du Conseil et de ses Comités. Il précise le rôle et les pouvoirs du Président-Directeur Général. Il est régulièrement mis à jour afin notamment de tenir compte des évolutions législatives et réglementaires et du Code AFEP-MEDEF (voir la section 4.1 « Code de gouvernement d'entreprise »).

4.2.2.1 Durée du mandat des administrateurs – Renouvellement échelonné du Conseil

Les statuts d'EDF fixent la durée du mandat des administrateurs à quatre ans.

Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2014-949 du 20 août 2014 portant application de l'ordonnance du 20 août 2014, le Représentant de l'État est nommé pour une durée égale à celle du mandat des membres du Conseil d'administration, soit pour un mandat de quatre ans.

En application de l'article 13 des statuts d'EDF, le Conseil d'administration se renouvelle par roulement, hors administrateurs élus par les salariés et Représentant de l'État nommé par décret, de manière telle que :

- ce roulement porte sur la moitié (ou sur le nombre entier le plus proche) des administrateurs nommés par l'Assemblée générale tous les deux ans ;
- le renouvellement du Conseil soit complet, pour les administrateurs concernés, à l'issue de chaque période de quatre ans (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).

Les administrateurs sont nommés et peuvent être révoqués à tout moment par l'Assemblée générale ordinaire. Conformément aux articles 12 et 25 de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, les administrateurs élus par les salariés peuvent être révoqués individuellement pour faute grave dans l'exercice de leur mandat par décision du Président du tribunal judiciaire statuant selon la procédure accélérée au fond à la demande de la majorité des membres du Conseil. Cependant, dans le cas où des dissensions graves entravent l'administration de la Société, la révocation prononcée par l'Assemblée générale peut s'étendre aux représentants des salariés. Le Représentant de l'État cesse ses fonctions par démission ou s'il perd la qualité en vertu de laquelle il a été nommé ; il peut être remplacé à tout moment pour la durée du mandat restant à courir.

4.2.2.2 Nomination et attributions du Président-Directeur Général

Conformément à la faculté prévue à l'article 18 de l'ordonnance du 20 août 2014, les statuts d'EDF prévoient que le Président du Conseil d'administration assume la Direction Générale de la Société et porte le titre de Président-Directeur Général.

Sous réserve des dispositions légales particulières applicables aux sociétés du secteur public, des pouvoirs que la loi ou les statuts réservent expressément au Conseil d'administration ou aux assemblées d'actionnaires, et des limites aux pouvoirs du Président-Directeur Général prévues par le règlement intérieur du Conseil d'administration (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »), le Président-Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social. Il organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'Assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure en particulier que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

En cas de vacance du mandat du Président-Directeur Général, l'article 21 de l'ordonnance du 20 août 2014 prévoit que l'État peut désigner une personne chargée de l'intérim jusqu'à la désignation du nouveau dirigeant.

Le Président-Directeur Général d'EDF est nommé par décret du Président de la République, sur proposition du Conseil d'administration après avis des commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat [1]. Il peut être révoqué par décret conformément à l'article 20 de l'ordonnance du 20 août 2014.

Le 21 mars 2025, un communiqué de presse de l'Élysée a annoncé l'intention du Président de la République de nommer Bernard Fontana Président-Directeur Général d'EDF en remplacement de Luc Rémont dont le mandat arrivait à échéance à l'issue de l'Assemblée générale d'EDF du 5 mai 2025. Les commissions compétentes de l'Assemblée nationale et du Sénat ont été saisies et ont émis le 30 avril 2025 un avis favorable sur ce projet de nomination. L'Assemblée générale ordinaire annuelle d'EDF du 5 mai 2025 a nommé Bernard Fontana en qualité d'administrateur. Le même jour, le Conseil d'administration a proposé au Président de la République de nommer Bernard Fontana Président-Directeur Général d'EDF. Cette nomination a fait l'objet, le 5 mai 2025, d'une décision ministérielle de nomination par intérim puis, le 7 mai 2025, d'un décret du Président de la République.

4.2.2.3 Pouvoirs et missions du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre, conformément à son intérêt social, en prenant notamment en considération les enjeux sociaux et environnementaux de son activité. Il définit les grandes orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société et du Groupe et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Le Conseil d'administration délibère, après étude le cas échéant par le ou les Comités compétents, sur les comptes sociaux et consolidés, l'affectation du résultat, le rapport de gestion, la gestion financière prévisionnelle, le budget annuel, le plan à moyen terme, ainsi que toute opération significative se situant hors de la stratégie annoncée de la Société. Il examine régulièrement, en lien avec la stratégie qu'il a définie, les opportunités, les risques (financiers, juridiques, opérationnels, sociaux et environnementaux - en particulier les risques et opportunités liés au changement climatique) et leur impact sur la stratégie du Groupe, ses activités et ses actifs ainsi que les mesures prises en conséquence. Il s'assure de la mise en œuvre par la Société d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence et d'une politique d'égalité professionnelle et salariale.

(1) Article 13 de la Constitution.

Aux termes de son règlement intérieur, le Conseil d'administration est compétent, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe, pour approuver ou autoriser :

Plan stratégique d'entreprise	Plan stratégique présentant les actions à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).
Opérations financières	Emprunts à long terme, opérations de gestion de dette, de titrisation ou de couverture > 5 milliards d'euros (ou contre-valeur en devises).
Investissements et désinvestissements	Opérations de croissance externe, désinvestissement, croissance organique et opérations boursières réalisées par EDF ou ses filiales > 350 millions d'euros ou > 150 millions d'euros si hors orientations stratégiques.
Programmes industriels	Programmes industriels d'investissements ou de travaux sur actifs existants d'EDF et de ses filiales > 350 millions d'euros.
Opérations dans le domaine immobilier	Opérations réalisées par la Société ou ses filiales > 200 millions d'euros.
Contrats et marchés (hors combustible)	Contrats et marchés de fournitures, travaux ou services conclus par EDF > 350 millions d'euros, ou > 200 millions d'euros en cas de nouvelle orientation stratégique ou de nouveau métier.
Stratégie combustible	Stratégie du Groupe en matière d'opérations relatives au cycle du combustible nucléaire et de programme pluriannuel d'approvisionnement des réacteurs en combustibles et services aval.
Achats ou ventes d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2	Achats ou ventes à long terme d'énergie, crédits d'émission et quotas de CO_2 par EDF ou ses filiales portant sur des volumes ou montants annuels > 10 TWh pour l'électricité, 20 TWh pour le gaz et 250 millions d'euros pour le charbon, le fioul, la biomasse, les crédits d'émission et quotas de CO_2.
Accords stratégiques	Accords stratégiques constituant des engagements de coopération ou de partenariat d'EDF avec des partenaires étrangers dans le domaine nucléaire, impliquant des transferts significatifs de propriété intellectuelle ou de technologies.
Sécurisation du financement des charges nucléaires	Politique de sécurisation du financement des charges nucléaires d'EDF (voir la section 4.2.3.4 « Comité de suivi des engagements nucléaires ») et approbation des projets d'investissement en actifs non cotés pour les actifs dédiés dépassant certains seuils en cas d'avis négatif du Comité de suivi des engagements nucléaires.
Orientations stratégiques soumises au Comité social et économique central d'EDF	Orientations stratégiques d'EDF soumises au Comité social et économique central d'EDF en application des articles L. 2312-17 et L. 2312-19 du Code du travail.
Politique en matière d'égalité professionnelle et salariale	Politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale en application de l'article L. 225-37-1 du Code de commerce.

En application de l'article L. 311-5-7 du Code de l'énergie, le Commissaire du Gouvernement peut s'opposer aux décisions d'investissement dont la réalisation serait incompatible avec les objectifs du plan stratégique élaboré par la Société ou avec ceux de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France »).

4.2.2.4 Équilibre dans la répartition des pouvoirs

À l'occasion de l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités, le Conseil est régulièrement interrogé sur l'équilibre des pouvoirs et les limitations apportées aux pouvoirs du Président-Directeur Général tels que résultant du règlement intérieur du Conseil (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »). En 2024, les administrateurs ont estimé que le dispositif en vigueur assurait un équilibre satisfaisant, dans l'intérêt de la Société, entre le dirigeant mandataire social exécutif et le Conseil d'administration, tout en préservant la flexibilité, l'efficacité et la réactivité nécessaires dans l'administration et la gestion de la Société.

Compte tenu du changement de gouvernance et de la prise de mandat récente du Président-Directeur Général, ce sujet n'a pas été examiné en 2025. Il sera de nouveau traité dans le cadre de l'évaluation annuelle 2026 du Conseil et des Comités (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

Enfin, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance est chargé d'examiner et de donner son avis sur les éventuelles situations de conflit d'intérêts dont il aurait connaissance, ou qui lui auraient été signalées, et d'en rendre compte au Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »).

4.2.2.5 Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Nombre total d'administrateurs	18
Nombre d'administrateurs indépendants	5
Pourcentage d'administrateurs indépendants*	41,7 %

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Le Code AFEP-MEDEF recommande que, dans les sociétés contrôlées, la part d'administrateurs indépendants soit d'au moins un tiers du Conseil d'administration et précise que les administrateurs représentant les salariés ne sont pas comptabilisés pour établir ce calcul.

Évaluation de l'indépendance des administrateurs

Le Conseil d'administration examine annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF. Il peut également être appelé à se prononcer en cours d'année, en cas d'évolution de la composition du Conseil ou de la situation d'un administrateur justifiant un réexamen de son indépendance.

Ainsi, à la suite des réunions du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance qui se sont tenues respectivement les 6 février 2024, 24 septembre 2025 et 17 février 2026, le Conseil d'administration a confirmé la qualification d'administrateurs indépendants au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF de Nathalie Collin, Claire Pedini, Matthieu Chabanel, Bruno Even et Philippe Petitcolin. Le Conseil a constaté qu'aucun de ces administrateurs n'entretient de relation avec la Société, son Groupe ou sa direction de nature à compromettre l'exercice de sa liberté de jugement.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Conseil d'administration compte 5 administrateurs qualifiés d'indépendants sur les douze pris en compte pour établir le calcul, soit une proportion de 41,7 %, supérieure au tiers recommandé par le Code AFEP-MEDEF.

En tout état de cause, ne peuvent être qualifiés d'administrateurs indépendants au regard des critères du Code AFEP-MEDEF :

- Bernard Fontana, du fait de sa qualité de Président-Directeur Général, dirigeant mandataire social exécutif, (critère n° 1) ;
- les administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État, en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, car ils « représentent les intérêts de l'État en sa qualité d'actionnaire » (critère n° 8) ;
- le Représentant de l'État, nommé en application des dispositions de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, du fait de sa qualité de représentant de l'actionnaire d'EDF (critère n° 8) ;
- les administrateurs représentant les salariés qui ne font pas l'objet d'une évaluation.

Le tableau ci-après présente la situation des administrateurs qualifiés d'indépendants au regard des critères prévus par le Code AFEP-MEDEF :

	Critère n° 1	Critère n° 2	Critère n° 3	Critère n° 4	Critère n° 5	Critère n° 6	Critère n° 7	Critère n° 8	Qualification retenue
Matthieu Chabanel	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Nathalie Collin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Bruno Even	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant
Claire Pedini	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendante
Philippe Petitcolin	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	Indépendant

✓ *signifie que le critère est satisfait.*

4.2.2.6 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités

Conformément aux dispositions du Code AFEP-MEDEF, le règlement intérieur du Conseil prévoit que le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance pilote une évaluation annuelle du fonctionnement du Conseil d'administration et propose des axes d'amélioration. Le Conseil organise, une fois par an, un débat sur son fonctionnement et celui de ses Comités afin d'en améliorer l'efficacité.

Tous les trois ans, cette évaluation est réalisée par un consultant externe indépendant, sous la direction du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

Conclusions principales des évaluations 2024 et 2025

De manière générale, il est jugé que la qualité des informations, la programmation des travaux du Conseil et de ses Comités ainsi que la dynamique des échanges permettent au Conseil de mener à bien ses missions.

Date & Format de l'évaluation	Points positifs	Axes d'améliorations
2024 - Évaluation formalisée Menée par un conseil indépendant, sélectionné après appel d'offres	Les administrateurs ont notamment salué : • le bon équilibre dans la composition du Conseil (diversité des profils et expertises) ; • l'organisation des travaux qui a permis au Conseil de mener à bien ses missions alors même que l'année 2024 a été marquée par une activité soutenue et d'importantes évolutions de gouvernance ; • le programme de travail des deux séminaires de 2024 ; • les travaux du nouveau Comité des engagements ; • la dynamique d'échange au sein du Conseil et la qualité des informations transmises aux administrateurs.	Parmi les axes d'améliorations identifiés figuraient notamment des actions visant à : • prioriser les travaux du Conseil en poursuivant la réflexion sur la sélection des sujets abordés ; • proposer davantage de benchmarks et d'analyses concurrentielles ; • renforcer la visibilité sur la programmation des travaux du Conseil.
2025 - Évaluation interne Réalisée sous le pilotage du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance	Les administrateurs ont déclaré avoir notamment apprécié : • le programme de travail du Conseil et des Comités ; • la qualité des échanges et des dossiers présentés en Conseil et en Comités ; • le programme du séminaire stratégique de 2025 ; • la mise à disposition d'informations complémentaires (tableau de suivi de la performance du Groupe, points d'information en début de séance par le Président, *executive summaries*).	Parmi les actions devant être poursuivies en 2026, ont notamment été identifiées : • maintenir le séminaire annuel stratégique ; • systématiser les benchmarks et/ou la présentation de l'historique des projets, notamment pour faciliter leur appréhension par les nouveaux administrateurs ; • présenter sous forme synthétique le suivi des décisions et les demandes de compléments du Conseil ; • prioriser les sujets examinés en Conseil et/ou en Comités ; • définir un point d'équilibre entre le nombre d'instances programmées par an et la bonne information du Conseil.

4.2.2.7 Information et formations des administrateurs

Information et formations

Le Président-Directeur Général veille à ce que les administrateurs disposent des informations nécessaires à l'exercice de leur mission et dans des délais de transmission leur permettant de l'accomplir dans les meilleures conditions.

Aux termes du règlement intérieur, le Conseil reçoit périodiquement des informations relatives à :

- la situation financière, la trésorerie, les engagements hors bilan de la Société et du Groupe ;
- la performance des principales filiales de la Société lors de la présentation des comptes annuels et semestriels ;
- la politique en matière d'achats et de ressources humaines ;
- l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux auxquels la Société est confrontée, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale, sociétale et environnementale.

En introduction de chaque réunion du Conseil d'administration, un point d'actualité est systématiquement réalisé par le Président-Directeur Général sur :

- la sûreté des installations, la sécurité et la santé des salariés et prestataires ;
- le *lead time* (voir la section 1.3.2 « Priorités de la stratégie ») ;
- les différentes activités du Groupe (nucléaire existant, commerce, projets Europe & hors Europe) ;
- la situation financière du Groupe ;
- l'actualité règlementaire.

Les administrateurs peuvent compléter ces éléments d'information par des rencontres avec les principaux dirigeants de la Société ou du Groupe, y compris hors la présence du Président-Directeur Général, sur les sujets figurant à l'ordre du jour du Conseil.

Le Conseil d'administration utilise une plateforme digitale qui permet une mise à disposition rapide et sécurisée des dossiers du Conseil et de ses Comités, ainsi que des informations complémentaires utiles pour la réalisation de ses missions.

La Société propose aux administrateurs des formations concernant :

- les spécificités et enjeux du Groupe, ainsi que sur les thèmes spécifiques entrant dans les compétences des Comités au sein desquels ils siègent. Ainsi, le 6 novembre 2025, dans le cadre du Salon mondial du nucléaire (World nuclear Exhibition), les administrateurs ont pu approfondir les questions du développement international d'EDF et de la souveraineté avec les équipes *business development* de la Direction Développement du nouveau nucléaire. Cette thématique a fait l'objet d'une session d'approfondissement complémentaire le 2 décembre 2025 ;
- l'exercice du mandat d'« Administrateur de Sociétés », (formations dispensées par l'Institut Français des Administrateurs et par l'Université Groupe du Management en lien avec l'ESCP Business School).

Formation des administrateurs en matière de climat et de responsabilité sociale et environnementale (RSE)

La Référente Climat du Conseil d'administration (voir la section 4.2.3.5 « Comité de responsabilité d'entreprise ») établit chaque année avec la Direction de l'entreprise, avant le début de l'exercice, un programme annuel de travail du Conseil et du Comité de responsabilité d'entreprise sur les enjeux climatiques et de RSE.

Dans ce cadre, plusieurs ateliers spécifiques ont été organisés depuis 2021 permettant par exemple aux administrateurs de réaliser la Fresque climat [1], d'examiner et/ou de débattre des bilans des COP Climat et biodiversité avec des experts invités.

En 2025, une journée entière a été consacrée à la tenue d'un atelier dédié au thème de l'adaptation au changement climatique, suivi d'une visite du parc éolien *offshore* de Fécamp en Normandie.

Enfin, au-delà de l'examen approfondi des enjeux RSE du Groupe lors de séances de Comités/d'ateliers dédiés, la plateforme de formation numérique interne au Groupe a été mise à la disposition des administrateurs en 2024 et enrichie en 2025. Elle comprend un parcours de formation dédiée aux enjeux RSE, construit autour de plusieurs modules relatifs aux principaux enjeux environnementaux et sociétaux de l'entreprise, ce qui permet aux administrateurs de s'approprier les engagements RSE du groupe EDF et d'identifier la déclinaison opérationnelle de ces engagements.

Ces initiatives visent à porter les enjeux climatiques au plus haut niveau de la Société et à renforcer l'implication et l'engagement du Conseil sur l'ensemble des sujets de responsabilité sociale et environnementale, en lien avec la raison d'être d'EDF (voir la section 3.1.2.2 « Compétences et expertises des organes d'administration, de direction et de surveillance sur les enjeux de durabilité »).

4.2.2.8 Obligations et devoirs des administrateurs

Le règlement intérieur du Conseil d'administration rappelle que les administrateurs sont soumis à des obligations et devoirs tels que :

- agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de la Société, faire part au Conseil de toute situation de conflit d'intérêts (voir la section 4.4.1 « Conflits d'intérêts »), s'abstenir de participer aux débats et/ou au vote de toute délibération pour laquelle une situation de conflit d'intérêts existerait ;
- respecter l'obligation de confidentialité ;
- exercer leur mandat avec diligence ;
- informer le Président-Directeur Général et obtenir son accord préalablement à toute communication ou prise de position individuelle publique concernant le Groupe ;
- communiquer sans délai au Conseil toute convention conclue par la Société à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés ou qui serait conclue par personne interposée ;
- demander l'information qu'ils jugent indispensable pour le bon exercice de leur mandat ;
- vérifier que leur situation est conforme aux dispositions du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF en matière de cumul de mandats et tenir le Conseil informé des mandats qu'ils exercent dans d'autres sociétés. Le Président-Directeur Général est tenu d'informer le Conseil d'administration préalablement à l'acceptation d'un mandat dans une société cotée.

(1) Fondé sur les données issues des rapports scientifiques du GIEC (Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat), la Fresque du Climat est un atelier participatif permettant aux participants d'intégrer les enjeux climatiques dans leur globalité.

4.2.2.9 Activité du Conseil d'administration en 2025

	2025	2024
Nombre de réunions	15**	13*
Taux moyen de présence	94,2 %	96,6 %
Durée moyenne des séances	2 heures et 19 minutes	2 heures et 44 minutes

* *S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue de deux séminaires stratégiques d'une journée et une executive session.*

** *S'ajoutent à ce nombre de réunions la tenue d'un séminaire stratégique d'une journée, un atelier dédié au climat et une executive session.*

Le tableau ci-dessous présente les taux de présence individuels au Conseil et dans les Comités, au cours de l'exercice 2025 :

Taux de présence individuel des administrateurs	Conseil d'administration	Comité de la stratégie	Comité des risques et de l'audit	Comité des engagements	Comité de suivi des engagements nucléaires	Comité de responsabilité d'entreprise	Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance
Bernard Fontana (1)	100 %	50 %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Christophe Béguinet	100 %	67 %	80 %	n.a.	n.a.	100 %	n.a.
Valérie Bros (2)	71 %	100 %	n.a.	33 %	n.a.	n.a.	n.a.
Matthieu Chabanel (3)	100 %	100 %	n.a.	n.a.	100 %	n.a.	n.a.
Nathalie Collin	87 %	67 %	60 %	82 %	n.a.	n.a.	100 %
Bruno Crémel (4)	100 %	100 %	100 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.
Gilles Denoyel (5)	100 %	100 %	100 %	n.a.	100 %	n.a.	n.a.
Anne-Marie Descôtes	93 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Bruno Even	93 %	100 %	n.a	64 %	n.a.	n.a	n.a.
Aurélie Frionnet	93 %	100 %	n.a.	91 %	75 %	n.a.	n.a.
Delphine Gény-Stephann	100 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.	100 %	n.a.
Fabrice Guyon	100 %	100 %	100 %	n.a.	100 %	n.a.	n.a.
Gérald Lacoste	87 %	100 %	100 %	n.a.	n.a.	100 %	n.a.
Catherine Lagneau (1)	78 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.	50 %	n.a.
Marie-Christine Lepetit (4)	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %		n.a.
Sandrine Lhenry	100 %	100 %	100 %	n.a.	n.a.	100 %	n.a.
Claire Pedini	73 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.	100 %	83 %
Philippe Petitcolin	100 %	67 %	80 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.
Cécile Pichot	100 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.	100 %	100 %
Luc Rémont (6)	83 %	100 %	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Michèle Rousseau (4)	100 %	100 %	n.a.	n.a.	100 %	100 %	n.a.
Alexis Zajdenweber	100 %	100 %	n.a.	100 %	n.a.	n.a.	83 %

(1) Administrateurs dont le mandat a pris effet le 5 mai 2025.
(2) Administratrice dont le mandat a pris effet le 5 juin 2025.
(3) Administrateur coopté par le Conseil d'administration du 25 septembre 2025.
(4) Administrateurs dont le mandat a pris fin le 5 mai 2025.
(5) Administrateur nommé Président du Comité des risques et de l'audit par le Conseil d'administration du 19 juin 2025.
(6) Les fonctions de Président-Directeur Général exercées par Luc Rémont ont cessé le 5 mai 2025.

Activité en 2025

Le Conseil d'administration a tenu 15 réunions au cours de l'exercice 2025. Il a notamment examiné ou autorisé des sujets tels que :

Suivi des projets industriels du Groupe	• Programme nouveau nucléaire France ; • Points d'avancement du projet Hinkley Point C et Sizewell C ; • Point d'avancement sur le programme industriel de traitement de la corrosion sous contrainte ; • Point d'avancement sur le programme du Grand Carénage.
Politique commerciale d'EDF	• Points d'actualité réguliers ; • Préparation du passage de l'hiver 2025-2026.
Finance, audit et risques	• Situation et perspectives des sources de financement du Groupe ; • États financiers (semestriels et annuels) et rapports financiers afférents ; • Arrêtés des comptes annuels et semestriels, proposition d'affectation du résultat, arrêtés des termes du rapport de gestion et du texte des résolutions en vue de l'Assemblée générale, convocation de l'Assemblée générale ; • Documents liés à la prévention des difficultés ; • Conventions réglementées ; • Rapports spécial sur les paiements liés aux activités dans les industries extractives ; • Documents de gestion prévisionnelle ; • Trajectoire financière ; • Rapport sur le contrôle interne inclus dans la lettre d'actualisation du rapport triennal sur la sécurisation du financement des charges nucléaires et la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF ; • Politique de risques sur les marchés de l'énergie ; • Budget 2026 et PMT 2027-2028.
Projets/investissements/ désinvestissements/opérations financières	• Examen d'appels d'offres (parc éoliens *offshore*, réseau de chaleur et de froid urbain) ; • Projet de service irradiation ; • Projets d'acquisition par Framatome des sociétés Velan et Segault.
RSE	• Politique d'EDF en matière d'égalité professionnelle et salariale ; • Rapport 2024 de l'Inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection ; • Rapport de l'Inspecteur pour la sûreté hydraulique ; • Bilan annuel Santé-Sécurité ; • Politique de rémunération dirigeants ; • État de durabilité et Politique RSE du Groupe.
Gouvernance	• Politique de rémunération des mandataires sociaux, fixation de la rémunération du Président-Directeur Général ; • Nomination/renouvellement des administrateurs ; • Composition des Comités du Conseil d'administration ; • Évaluation annuelle de l'indépendance des administrateurs ; • Rapport sur le gouvernement d'entreprise ; • Proposition au Président de la République en vue de la nomination du Président-Directeur Général d'EDF ; • Proposition d'attribution de la qualité de Président d'honneur d'EDF.

Le Conseil a pris connaissance, au cours de l'exercice écoulé, de l'ensemble des sujets examinés par les Comités du Conseil d'administration, sur la base des dossiers des Comités qui lui sont communiqués, et il en a débattu à l'occasion des comptes-rendus que font les Présidents de Comités lors la séance suivante du Conseil d'administration.

Séminaire stratégique du Conseil d'administration

Les administrateurs se réunissent par ailleurs *a minima* une fois par an pour débattre de la stratégie de la Société et du Groupe dans le cadre d'un séminaire stratégique.

Le séminaire stratégique du 12 septembre 2025 a porté sur la résilience du système électrique dont un point d'étape sur la *task force* mise en place pour la modulation du parc nucléaire ; la stratégie de développement à l'international ; la maîtrise des grands projets industriels et la trajectoire financière à 2030.

Executive session

Le règlement intérieur du Conseil prévoit que chaque année soit organisée une réunion avec l'ensemble des administrateurs – hors la présence du Président-Directeur Général (executive session). La présidence est alors assurée par la Présidente du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance.

L'*executive session* du 4 décembre 2025 a permis aux administrateurs de débattre des résultats de l'évaluation du Conseil et de ses Comités, de leur appréciation de l'animation du Conseil par le Président-Directeur Général, des points de satisfaction dans le fonctionnement du Conseil et des Comités et des axes d'amélioration envisagés (voir la section 4.2.2.6 « Évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités »).

4.2.3 Comités du Conseil d'administration

Pour l'exercice de ses missions, le Conseil d'administration s'est doté de six Comités chargés d'examiner et de préparer certains dossiers en amont de leur présentation en séance du Conseil :

- le Comité de la stratégie, présidé par Bernard Fontana ;
- le Comité des risques et de l'audit, présidé par Gilles Denoyel ;
- le Comité des engagements, présidé par Philippe Petitcolin ;
- le Comité de suivi des engagements nucléaires, présidé par Gilles Denoyel ;
- le Comité de responsabilité d'entreprise, présidé par Claire Pedini ;
- le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, présidé par Nathalie Collin.

Conformément aux dispositions du règlement intérieur, il a été décidé de confier l'examen des travaux du Groupe relatifs à l'état de durabilité au Comité de responsabilité d'entreprise et au Comité des risques et de l'audit réunis conjointement.

La composition, le fonctionnement et les missions des Comités sont régis par le règlement intérieur du Conseil d'administration.

Les Comités sont composés d'au moins trois administrateurs, dont un administrateur représentant les salariés, choisis par le Conseil, qui désigne le Président de chaque Comité, à l'exception du Comité de la stratégie qui est présidé par le Président-Directeur Général.

Le Commissaire du Gouvernement et le Chef de la mission de contrôle général économique et financier de l'État auprès de la Société peuvent assister aux réunions des Comités. Le Commissaire du Gouvernement peut s'y faire représenter.

Les travaux des Comités sont organisés dans le cadre d'un programme annuel établi pour l'année. Les séances font l'objet de rapports oraux du Président du Comité, lors de la séance suivante du Conseil d'administration, et de comptes-rendus écrits.

Les Comités se réunissent dans un délai suffisant avant la réunion du Conseil d'administration dont l'ordre du jour comporte l'examen de questions entrant dans leurs missions.

Les Comités peuvent convier à leurs réunions les dirigeants de la Société, y compris le Président-Directeur Général. Ils peuvent entendre d'autres personnes, internes ou externes à la Société, après en avoir informé le Président-Directeur Général et à charge d'en rendre compte au Conseil. Ils peuvent également, après en avoir informé le Président-Directeur Général, décider de recourir à des études techniques et des expertises externes sur des sujets relevant de leur compétence, dont le coût est pris en charge par la Société, et à charge d'en rendre compte au Conseil.

En 2025, les Comités ont tenu 33 réunions et 2 réunions conjointes (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil »). Le taux moyen de présence global dans les Comités s'est élevé à 91,2 % (hors réunions conjointes des Comités du Conseil) et à 91,7 % (en comprenant les réunions conjointes des Comités). Les taux moyens de présence par Comité sont précisés aux sections 4.2.3.1 à 4.2.3.7. Les taux de présence individuels des administrateurs dans les Comités sont présentés à la section 4.2.2.9 « Activité du Conseil d'administration en 2025 ».

4.2.3.1 Comité de la stratégie

Composition

Conformément à la demande formulée par les administrateurs lors de l'évaluation 2024 du Conseil et des Comités de formaliser la pratique qui conduisait jusqu'alors à ce que l'ensemble des membres du Conseil assiste aux réunions du Comité de la stratégie alors que seuls huit administrateurs en étaient officiellement membres, tous les administrateurs ont été nommés membres du Comité de la stratégie par délibération du Conseil d'administration du 20 février 2025 (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »).



* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de la stratégie examine et/ou donne son avis au Conseil d'administration sur les grandes orientations stratégiques de la Société, et en particulier sur :

- le plan stratégique d'entreprise présentant les actions à mettre en œuvre pour décliner les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les orientations stratégiques de la Société en vue de la consultation du Comité social et économique central d'EDF ;
- le contrat de service public (voir la section 7.1.6.2 « Service public en France ») ;
- les accords stratégiques, les alliances et partenariats significatifs ;
- la politique en matière de recherche et développement ;
- la manière dont le Groupe décline la raison d'être d'EDF.

Activité en 2025

En 2025, le Comité a examiné en particulier les sujets suivants :

Politique en matière de recherche et développement	• État des lieux de la recherche et du développement, contexte concurrentiel et grandes orientations technologiques en 2025.
Suivi du déploiement du projet d'entreprise	• Projet d'entreprise « Ambitions 2035 » avec un point sur l'accélération de l'électrification des usages et sur la conduite du changement RH.
Grandes Orientations stratégiques du Groupe	• Contexte du marché éolien *offshore* et revue de portefeuilles ; • Stratégie de croissance de NUWARD ; • Stratégie EDF Trading.
Divers	• Principales hypothèses du budget 2026 et du plan moyen terme 2027-2028.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence en 2025.

4.2.3.2 Comité des risques et de l'audit

Conformément aux dispositions de l'article L. 821-67 du Code de commerce et aux recommandations du Code AFEP-MEDEF, le Comité des risques et de l'audit ne comprend aucun dirigeant mandataire social exécutif et compte plus de deux tiers d'administrateurs indépendants.

7 membres

5 réunions

89,2 % d'assiduité



66,7 % taux d'indépendance*

2h38 durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité des risques et de l'audit au 31 décembre 2025

Gilles Denoyel*	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés
Gérald Lacoste	Membre	Administrateur élu par les salariés
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Philippe Petitcolin	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale

* *Nommé Président du Comité des risques et de l'audit par le Conseil le 19 juin 2025.*

L'article L. 821-67 du Code de commerce dispose qu'au moins un membre du Comité doit présenter des compétences particulières en matière financière ou comptable et être indépendant au regard de critères précisés et rendus publics par le Conseil d'administration. L'article 17.1 du Code AFEP-MEDEF recommande notamment que :

- les membres du Comité des risques et de l'audit aient une compétence financière ou comptable ;
- la nomination ou la reconduction du Président du Comité fasse l'objet d'un examen particulier de la part du Conseil d'administration ;
- la part des administrateurs indépendants au sein du Comité soit au moins de deux tiers, hors administrateurs représentant les salariés. (voir la section 4.2.2.5 « Évaluation de l'indépendance des administrateurs »).

La composition du Comité respecte ces dispositions :

- la présence de Nathalie Collin et Philippe Petitcolin dont les compétences en matière financière et comptable sont reconnues, répondent aux critères d'indépendance ;
- Gilles Denoyel a été nommé Président du Comité par le Conseil d'administration le 19 juin 2025, après avis par le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, en raison de ses compétences avérées en matières financière et comptable.

Missions

Le Comité des risques et de l'audit exerce les missions qui lui sont dévolues par l'article L. 821-67 du Code de commerce et doit notamment :

- suivre le processus d'élaboration de l'information financière, avec la faculté de formuler toute recommandation pour en garantir l'intégrité ;
- suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques et de l'audit interne ;
- suivre la réalisation de la mission des Commissaires aux comptes.

Dans le cadre de ces missions, il examine et donne notamment son avis au Conseil d'administration, sur :

- la situation financière de la Société, le plan à moyen terme et le budget ;
- les projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, et les rapports financiers afférents ;
- le suivi des risques et le contrôle interne (cartographie des risques du Groupe et méthodes de détection, d'anticipation et de mise sous contrôle des risques dans tous les domaines, y compris les risques sociaux, environnementaux et liés aux changements climatiques, organisation et évaluation des dispositifs de contrôle interne) ;
- l'audit interne (programme annuel d'audit, principaux constats et actions correctrices, plans d'actions, suivi de leur mise en œuvre) ;
- le contrôle des Commissaires aux comptes (pilotage de la procédure de sélection des Commissaires aux comptes, suivi de la réalisation de leur mission en tenant compte, le cas échéant, des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux comptes, vérification du respect par les auditeurs des conditions d'indépendance prévues par les textes applicables, avis sur le montant des honoraires, approbation de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes selon une procédure approuvée par le Conseil d'administration le 3 novembre 2016) ;
- les aspects financiers des opérations de croissance externe ou de désinvestissement qui présentent un caractère particulièrement significatif (voir la section 4.2.2.3 « Pouvoirs et missions du Conseil d'administration »), conjointement avec le Comité des engagements ;
- les politiques en matière d'assurances, de risques marchés énergies et de risque de défaillance de contreparties du Groupe ;
- la revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière conjointement avec le Comité de responsabilité d'entreprise (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil ») ;
- l'examen des comptes, accompagné d'une présentation par la Direction Générale des objectifs environnementaux, sociétaux et de gouvernance du Groupe et des principales réalisations (suivi d'indicateurs clés et des faits marquants en matière d'ESG), d'une présentation relative aux engagements hors bilan significatifs, ainsi que d'une présentation des Commissaires aux comptes soulignant les bases de préparation des comptes, le référentiel comptable applicable, l'approche d'audit mise en œuvre et les conclusions de leurs travaux.

Activité en 2025

En 2025, le Comité des risques et de l'audit a notamment examiné :

Processus d'élaboration des informations comptables et financières	• États financiers semestriels et annuels et rapports financiers afférents ; • Revue des projets de communication financière concernant les comptes semestriels et annuels ; • Revue de la valeur des actifs ; • Budget 2026 et plan moyen terme 2027-2028.
Efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques	• Cartographie des risques et contrôle interne ; • Mise à jour du Cadre stratégique de gestion financière et mandat annuel de gestion financière et de maîtrise des risques financiers ; • Risques marchés énergies ; • Risque de contrepartie ; • Cybersécurité : gouvernance, maîtrise des risques et état de la menace.
Audit interne	• Rapport d'activité d'audit interne du 2nd semestre 2024 et du 1er semestre 2025 et suivi des plans d'actions ; • Projet de programme d'audit interne 2026.
Commissaires aux comptes	• Bilan des services autres que la certification des comptes rendus par les Commissaires aux comptes ou les membres de leur réseau (deuxième semestre 2024 et premier semestre 2025).
Divers	• Cadre juridique de la politique commerciale.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence en 2025.

4.2.3.3 Comité des engagements



Composition du Comité des engagements au 31 décembre 2025

Philippe Petitcolin	Président	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Valérie Bros (1)	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Nathalie Collin	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Bruno Even	Membre	Administrateur indépendant nommé par l'Assemblée générale
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Alexis Zajdenweber (1)	Membre	Administrateur Représentant de l'État

(1) Administrateurs nommés membres du Comité des engagements le 19 juin 2025.

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité des engagements a pour mission d'émettre des avis destinés au Conseil d'administration concernant :

- les opérations de croissance externe, de désinvestissement, de croissance organique et les opérations boursières réalisées par EDF ou l'une de ses filiales qui dépassent les seuils prévus par le règlement intérieur, le cas échéant conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, préalablement à leur soumission au Conseil pour autorisation ;
- les opérations et engagements de même nature, mais ne dépassant pas les seuils prévus par le règlement intérieur, ou toute autre opération sur demande du Président-Directeur Général, compte tenu notamment de leur intérêt stratégique.

Activité en 2025

En 2025, le Comité des engagements a notamment examiné :

Programme du Nouveau Nucléaire France	• Méthode, programme industriel, soutenabilité financière et acceptabilité par l'Union Européenne, financement ; • Poursuite du développement du programme, coûts et délais.
Projets nucléaires au Royaume-Uni	• Financement du nucléaire britannique ; • Projet Sizewell C.
Autres grands projets du Groupe	• Réponses de Dalkia aux appels d'offres de la métropole de Lille et de Paris ; • Projets éoliens en mer d'EDF power solutions en France, Écosse et aux États-Unis ; • Point de situation des actifs d'EDF Power Solutions en Amérique du Nord ; • Projets d'acquisition par Framatome des sociétés Velan et Segault.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence en 2025.

4.2.3.4 Comité de suivi des engagements

4 membres

4 réunions

93,3 % d'assiduité

50 % taux d'indépendance*

2h50 durée moyenne des séances

Composition du Comité de suivi des engagements nucléaires au 31 décembre 2025

Gilles Denoyel	Président	Administrateur nommé par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Matthieu Chabanel*	Membre	Administrateur nommé par l'Assemblée générale
Aurélie Frionnet	Membre	Administratrice élue par les salariés
Fabrice Guyon	Membre	Administrateur élu par les salariés

* *Administrateur nommé membre du CSEN le 25 septembre 2025.*

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Missions

Le Comité de suivi des engagements nucléaires (CSEN), régi par l'article D. 594-16 du Code de l'environnement, a pour mission de :

- suivre les questions relatives à la sécurisation du financement des charges nucléaires visées à l'article L. 594-1 du Code de l'environnement ;
- suivre la mise en œuvre de la politique de sécurisation du financement des charges nucléaires approuvée par le Conseil d'administration, incluant la politique d'évaluation des charges nucléaires et de constitution des provisions et la politique de constitution, de gestion et de maîtrise des risques financiers des actifs dédiés à la couverture de ces provisions ;
- prendre connaissance des travaux et conclusions de la Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires d'EDF (FCECN), chargée par l'article D. 594-8, III, du Code de l'environnement, de contrôler l'évaluation des charges nucléaires et notamment d'émettre un avis sur l'évaluation de ces charges et leur échéancier prévisionnel, sur la cohérence des méthodes et données concernant l'évaluation des charges nucléaires et la politique en matière de sécurisation du financement de ces charges (voir la section 2.2.2 » Risques spécifiques aux activités nucléaires ») ;
- superviser les travaux de détermination et de révision périodique de l'allocation stratégique en matière d'investissements dans les actifs dédiés. Il examine le rapport triennal prévu à l'article L. 594-4 du Code de l'environnement et ses notes annuelles d'actualisation, avant leur transmission à l'autorité administrative compétente ;
- suivre l'efficacité du dispositif de contrôle interne mis en place par la Société concernant l'évaluation des charges nucléaires et la gestion des actifs de couverture et donne un avis sur le rapport annuel sur le contrôle interne avant sa soumission au Conseil pour approbation ;
- rendre un avis préalablement à tout investissement en actifs dédiés non cotés pour tout projet d'un montant unitaire supérieur à 400 millions d'euros ainsi que pour tout projet (hors immobilier) d'un montant unitaire supérieur à 200 millions d'euros aboutissant à une consolidation par intégration globale de l'investissement cible par la Société. En cas d'avis négatif du Comité sur un projet d'investissement, le Conseil d'administration est seul compétent pour autoriser ledit projet.

Le Comité s'appuie sur les travaux du Comité d'expertise financière des engagements nucléaires (CEFEN), composé d'experts indépendants nommés par le Conseil d'administration [1], qui a pour mission d'assister la Société et ses organes sociaux sur les questions d'adossement actif-passif et de gestion des actifs dédiés.

(1) Les mandats des quatre membres actuels du CEFEN ont été renouvelés par le Conseil d'administration le 18 décembre 2025 pour trois ans, après avis du CSEN, avec effet rétroactif au 16 décembre 2025 et prenant fin à l'issue de la dernière réunion du Conseil d'administration qui statuera en 2028.

Activité en 2025

En 2025, le Comité a notamment examiné :

Gestion actif-passif	• Suivi de la situation de couverture et de la performance globale des actifs dédiés ; • Suivi du taux d'actualisation des provisions nucléaires.
Performance et risques	• Revue de la performance des portefeuilles d'actifs dédiés cotés et non cotés ; • Suivi des risques associés.
Politique de constitution, gestion et maîtrise des risques financiers des actifs dédiés d'EDF SA	• Examen de l'étude ALM (Asset Liability Management) 2025 ; • Examen des propositions d'évolution de l'allocation stratégique et avis sur la mise à jour de la note de référence sur la politique de constitution, gestion et maîtrise des risques financiers des actifs dédiés.
Provisions nucléaires	• Suivi de l'évolution des provisions nucléaires au périmètre des actifs dédiés ; • Point de situation sur la stratégie d'entreposage du combustible usé.
Engagements de long terme	• Suivi des provisions « Déconstruction » et « Déchets » ; • Suivi des plans d'actions en réponse aux recommandations des contrôles internes et externes ; • Suivi des projets de déconstruction des installations arrêtées et gestion des déchets.
Fonction de contrôle de l'évaluation des charges nucléaires (FCECN)	• Avis de la FCECN ; • Suivi de ses préconisations.
Divers	• Bilan 2025 d'Investisseur Responsable des actifs dédiés ; • Évolution normative IAS 37 ; • Gouvernance : renouvellement des membres du Comité consultatif pour les actifs non cotés.

Les Commissaires aux comptes assistent à toutes les réunions du Comité de suivi des engagements nucléaires.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence en 2025.

4.2.3.5 Comité de responsabilité d'entreprise

7 membres

4 réunions

96,4 % d'assiduité



33,3 % taux d'indépendance*

1h57 durée moyenne des séances

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

Composition du Comité de responsabilité d'entreprise au 31 décembre 2025

Claire Pedini	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Christophe Béguinet	Membre	Administrateur élu par les salariés
Delphine Gény-Stephann	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Gérald Lacoste	Membre	Administrateur élu par les salariés
Catherine Lagneau*	Membre	Administratrice nommée par l'Assemblée générale sur proposition de l'État
Sandrine Lhenry	Membre	Administratrice élue par les salariés
Cécile Pichot	Membre	Administratrice élue par les salariés

* *Administratrice nommée membre du Comité de responsabilité d'entreprise le 19 juin 2025.*

Missions

Le Comité de responsabilité d'entreprise a pour mission :

- d'examiner, en lien avec la stratégie du Groupe, les engagements et politiques du Groupe, ainsi que leur mise en œuvre, en matière d'éthique, de conformité et de responsabilité sociale et environnementale. Il examine en particulier la manière dont la Société prend en compte les questions liées au changement climatique ;
- de procéder, conjointement avec le Comité des risques et de l'audit, à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information extra-financière (voir la section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil ») ;
- d'examiner le plan de vigilance de la Société, la trajectoire carbone et le plan de transition climatique de la Société et du Groupe, les orientations stratégiques pluriannuelles de la Société en matière de RSE, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, les modalités de mise en œuvre de cette stratégie, ainsi que les résultats obtenus, le choix des agences et les notations extra-financières de la Société, le *reporting* annuel en matière d'éthique et de conformité, la manière dont la Société et le Groupe mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale et le rapport annuel du médiateur d'EDF.

Il intègre dans ses réflexions les enjeux et points d'attention soulevés dans le cadre du dialogue avec les parties prenantes externes à la Société.

Référente Climat du Conseil d'administration

La Société a renforcé sa gouvernance en matière de climat en désignant, dès 2020, une Référente Climat au sein du Conseil d'administration d'EDF. Le règlement intérieur du Conseil prévoit que cette fonction au sein du Conseil est confiée, sauf décision contraire du Conseil, à la Présidente du Comité de responsabilité d'entreprise. La Référente Climat, en cohérence avec la raison d'être d'EDF, est chargée de :

- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général et le Référent Climat du Comité exécutif (voir la section 3.1.2.1.1 « Conseil d'administration »), à ce que le Conseil d'administration identifie l'ensemble des impacts du changement climatique pour le Groupe et que les travaux du Conseil et la stratégie qu'il définit intègrent les enjeux relatifs au changement climatique ;
- informer régulièrement le Conseil d'administration de la stratégie climat de la Société, après examen par le Comité de responsabilité d'entreprise ;
- veiller, en lien avec le Président-Directeur Général, à ce que le Comité de responsabilité d'entreprise et le Conseil d'administration examinent régulièrement la mise en œuvre de la trajectoire neutralité carbone du Groupe adoptée par le Comité exécutif ;
- prendre connaissance, dans le cadre de l'exécution des missions du Comité de responsabilité d'entreprise, de la manière dont le Groupe applique les recommandations de la *Taskforce on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) [1] et/ou les meilleures pratiques internationales en matière de gouvernance climatique et de communication des enjeux et opportunités liés au climat et dont il rend compte des risques liés au climat.

Activité en 2025

En 2025, le Comité de responsabilité d'entreprise a notamment examiné :

Reporting extra-financier	• Performance ESG du Groupe (voir section 4.2.3.7 « Réunions conjointes des Comités du Conseil ») ; • État de durabilité du Groupe 2024, Rapport des auditeurs et travaux relatifs à l'élaboration de l'État de durabilité du Groupe 2025.
RSE	• Plan de Vigilance ; • Nouvel Accord mondial RSE 2025-2030 ; • Politique mécénat et Engagement des salariés d'EDF ; • Bilan 2024 de l'enquête Groupe MyEDF ; • Politique d'égalité professionnelle et salariale entre les hommes et les femmes - Bilan 2024 et perspectives 2025 ; • Achats Responsables et durables ; • Engagement Eau du Groupe ; • Engagement Nature du Groupe ; • Réponse du Groupe au Rapport de l'Agence Française Anticorruption (AFA) et Bilan 2024 des alertes Groupe.
Sécurité Santé	• Bilan annuel 2024 et plan d'action 2025.
Climat	• Méthodologie des émissions carbone évitées.
Médiation	• Rapport du Médiateur & Présentation du dispositif de traitement des réclamations.

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques ou à des expertises externes sur des sujets relevant de sa compétence en 2025.

4.2.3.6 Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance

4 membres

6 réunions

91,7 % d'assiduité



66,7 % taux d'indépendance*

56 min durée moyenne des séances

Composition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance au 31 décembre 2025

Nathalie Collin	Présidente	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Claire Pedini	Membre	Administratrice indépendante nommée par l'Assemblée générale
Cécile Pichot	Membre	Administratrice élue par les salariés
Alexis Zajdenweber	Membre	Administrateur Représentant de l'État

* *Hors administrateurs représentant les salariés.*

(1) Voir les sections 3.1.3.6 « Politique Responsabilité sociétale de l'entreprise » et 3.1.2.1.2.5 « Gouvernance des enjeux climat et nature ».

Missions

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a pour mission :

En matière de nominations de :

- examiner les propositions de nominations au sein des Comités du Conseil d'administration ;
- suivre la mise en œuvre de la politique de non-discrimination et de diversité ainsi que la représentation équilibrée entre les femmes et les hommes au sein des instances dirigeantes de la Société [1] et parmi les cadres dirigeants.

En matière de rémunérations de :

- examiner et donne un avis sur les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution de l'ensemble des éléments composant la rémunération et les avantages de toute nature du Président-Directeur Général. Il adresse cet avis au Conseil pour délibération puis, pour approbation, au ministre en charge de l'économie. Le Comité élabore ses propositions dans les limites prévues par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques ayant modifié le décret du 9 août 1953, en application duquel la rémunération annuelle du Président-Directeur Général ne doit pas excéder un plafond brut de 450 000 euros ;
- examiner la politique de rémunération du Comité exécutif du Groupe et des principaux dirigeants, et donner son avis sur l'enveloppe et les modalités de répartition de la somme fixée par l'Assemblée générale, à allouer aux administrateurs en rémunération de leur activité.

En matière de gouvernance de :

- suivre les questions relatives au gouvernement d'entreprise ;
- veiller à la mise en œuvre, au sein des organes sociaux de la Société, des principes et règles issus notamment du Code AFEP-MEDEF ;
- faire toute proposition concernant l'évolution du fonctionnement ou des pouvoirs du Conseil d'administration ou de son règlement intérieur ;
- réaliser chaque année un bilan du fonctionnement du Conseil et de ses Comités et superviser tous les trois ans l'évaluation formalisée réalisée par un consultant externe indépendant ;
- examiner annuellement la situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance définis par le Code AFEP-MEDEF ;
- examiner les compétences financières et comptables préalablement à la nomination de tout nouveau membre du Comité des risques et de l'audit ;
- examiner les éventuelles situations de conflit d'intérêts dont il a connaissance ou qui lui auraient été signalées.

Activité en 2025

En 2025, le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance a notamment examiné :

Nominations	• Situation individuelle des administrateurs au regard des critères d'indépendance prévus par le Code AFEP-MEDEF ; • Proposition de renouvellement des mandats de Nathalie Collin et Delphine Gény-Stephann ; • Proposition de nomination de Valérie Bros, Catherine Lagneau et Matthieu Chabanel ; • Proposition de nomination de Bernard Fontana en qualité d'administrateur et de Président-Directeur Général ; • Proposition d'attribution de la qualité de Président d'honneur à Luc Rémont.
Rémunérations	• Rémunération du Président-Directeur Général d'EDF et détermination de l'enveloppe de rémunération des administrateurs à soumettre à l'Assemblée générale ; • Politique de rémunération des dirigeants d'EDF.
Gouvernance	• Projet de rapport sur le gouvernement d'entreprise ; • Suivi des moyens mis à la disposition des Présidents d'honneur [1] ; • Composition des Comités.
Évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités	• Bilan 2025 de l'évaluation interne du fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités.
Divers	• Transformation de la filière RH ; • Employee Value Proposition du Groupe.

(1) La qualité de Président d'honneur ne confère aucun droit dans la gouvernance de l'entreprise. À la date du présent document d'enregistrement universel, sont Présidents d'honneur Pierre Gadonneix (décision du Conseil d'administration du 23 novembre 2009), Henri Proglio (décision du Conseil d'administration du 23 novembre 2014) et Jean-Bernard Levy, seul à bénéficier de moyens matériels accordés aux Présidents d'honneur (décision du Conseil d'administration du 18 novembre 2022 avec une date de prise d'effet au 23 novembre 2022) et Luc Rémont (décision du Conseil d'administration du 5 mai 2025).

Le Comité n'a pas eu recours à des études techniques sur des sujets relevant de sa compétence en 2025.

4.2.3.7 Réunions conjointes des Comités du Conseil d'administration

Les réunions conjointes du Comité de responsabilité d'entreprise et du Comité des risques et de l'audit consacrées à l'examen des informations en matière de durabilité

Conformément à l'article L. 821-67 du Code de commerce et au règlement intérieur du Conseil, le Comité de responsabilité et le Comité des risques et de l'audit procèdent conjointement à une revue des processus d'élaboration et de traitement de l'information en matière de durabilité afin notamment de mobiliser les expertises qu'ils détiennent respectivement sur les enjeux financiers et extra-financiers (voir les sections 4.2.3.5 « Composition du Comité de responsabilité d'entreprise » et 4.2.3.2 « Composition du Comité des risques et de l'audit »).

Les réunions conjointes de ces comités leur ont permis d'examiner :

- le suivi du processus d'élaboration de l'information en matière de durabilité ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information en matière de durabilité ;
- le suivi de la certification des informations en matière de durabilité.

Les Comités s'assurent également du respect des conditions d'indépendance requises des intervenants exerçant des missions de certification des informations en matière de durabilité et rendent compte régulièrement au Conseil d'administration de l'exercice de leurs missions, des résultats de la mission de certification des informations en matière de durabilité ainsi que de la manière dont ces missions ont contribué à l'intégrité de l'information en matière de durabilité.

(1) Les instances dirigeantes de la Société sont définies comme le Comité exécutif d'EDF.

Activité en 2025

Les réunions conjointes de ces comités ont porté en 2025 sur :

Reporting CSRD	• État de durabilité du Groupe 2024 ; • Taxonomie ; • Rapport des auditeurs (Plan de vérification) ; • Plan de vigilance 2024 d'EDF ; • Travaux relatifs à l'élaboration de l'État de durabilité du Groupe 2025.

4.3 Direction Générale

Le Président-Directeur Général s'appuie sur un Comité exécutif au sein duquel sont représentés l'ensemble des métiers du Groupe.

Ce Comité est une instance de décision, de réflexion et de concertation sur les sujets opérationnels et stratégiques du Groupe. Il examine tous les dossiers de fond et d'actualité significatifs pour le Groupe, suit les objectifs et les résultats opérationnels et contribue à la gestion et à l'anticipation des enjeux majeurs pour le groupe EDF. Il examine et autorise les projets significatifs, en particulier les projets d'investissement ou de désinvestissement du Groupe dont les montants dépassent certains seuils, dans le respect le cas échéant de la gouvernance des filiales cotées du Groupe.

Afin de renforcer l'instruction et le suivi des projets, un Comité des engagements du Comité exécutif autorise les investissements et les engagements les plus importants du Groupe [1]. Aucun dossier d'investissement ne peut être proposé à l'examen du Conseil d'administration sans avoir reçu l'aval de ce Comité.

À la date du dépôt du présent document d'enregistrement universel, le Comité exécutif compte quatorze membres et un Secrétaire.

4.3.1 Composition du Comité exécutif

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, la composition du Comité exécutif est la suivante :

Noms	Fonctions
Bernard Fontana	Président-Directeur Général
Béatrice Bigois	Directrice exécutive Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires
Béatrice Buffon	Directrice exécutive Groupe en charge des activités d'EDF power solutions et internationales (hors nucléaire)
Xavier Gruz	Directeur exécutif Groupe en charge de la Maîtrise d'Ouvrage du Nouveau Nucléaire
Véronique Lacour	Directrice exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle
Claude Laruelle	Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance
Thierry Le Mouroux	Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Partenariats Industriels
Cédric Lewandowski	Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction de la Production Nucléaire et Thermique
Nicolas Machtou	Directeur exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général du Groupe
Simone Rossi	Directeur exécutif Groupe, Directeur Général d'EDF Energy
Elisabeth Terrail	Directrice exécutive Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe
Alain Tranzer	Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie Nucléaire
Xavier Ursat	Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement
Emmanuelle Verger	Directrice exécutive Groupe en charge des activités hydrauliques

Grégory Trannoy, Directeur coordination exécutif du Groupe, assure le Secrétariat du Comité exécutif depuis le 1er novembre 2025.

4.3.2 Renseignements personnels relatifs aux membres du Comité exécutif

Béatrice Bigois est diplômée de l'École Polytechnique et de l'École nationale des Ponts et Chaussées. Elle débute sa carrière en 1994 au sein de la Direction Financière d'EDF. En 1999, elle rejoint London Electricity où elle développe les fonctions de trading et de gestion de risque. En 2003, elle revient en France pour mettre en place le département d'optimisation moyen terme d'EDF avant de diriger le bureau parisien d'EDF Trading. En 2008, de retour au Royaume-Uni, Béatrice Bigois prend la direction financière d'EDF Trading avant d'être nommée en 2014 Directrice Générale Clients chez EDF Energy. En 2020, elle est nommée Directrice Générale d'EDF Trading, poste qu'elle occupera jusqu'en décembre 2025. Depuis le 1er janvier 2026, elle est Directrice exécutive Groupe Clients, Services et Territoires.

Béatrice Buffon commence sa carrière comme responsable des financements chez Cogetherm, une société spécialisée dans le développement de projets de cogénération gaz. Puis, comme directrice de projet au sein de SIIF Energies de 2002 à 2006, ses activités portent sur le développement de projets biomasse et éoliens. De 2007 à 2010, elle est directrice adjointe de Poweo Énergies Renouvelables et développe les activités de ce producteur d'électricité indépendant. Elle rejoint EDF Renouvelables en 2010 pour piloter le développement de grands projets photovoltaïques au sol, puis devient à partir de 2012 directrice de la division Energies Marines et membre du comité de direction d'EDF Renouvelables. Son équipe a été lauréate des premiers appels d'offres offshore en France pour une puissance totale de 2000 MW. En mars 2020, elle devient membre du Comité exécutif d'EDF en charge de la Direction Internationale du Groupe, et pilote alors le développement des activités hydrauliques, thermiques et réseaux à l'international. Nommée PDG de EDF Renouvelables en avril 2024, elle devient, à la suite du regroupement de la Direction Internationale d'EDF et d'EDF

(1) Sont notamment concernés les nouveaux projets de plus de 60 millions d'euros, ayant un impact significatif sur les territoires et l'environnement.

Renouvelables en 2025 devenues EDF power solutions, Directrice exécutive Groupe en charge des activités d'EDF power solutions et internationales (hors nucléaire). Elle est diplômée de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Elle est Chevalier de l'Ordre national du Mérite.

Xavier Gruz est diplômé de l'École nationale des ponts et chaussées. Après une première expérience en bureau d'études, comme maître d'œuvre, Xavier Gruz intègre l'équipe de maîtrise d'ouvrage chargée de la réalisation de deux projets autoroutiers en Haute-Savoie. Il réalise ensuite des études économiques sur plusieurs dossiers d'infrastructure et travaille sur des projets de transports publics en milieu urbain. En 1999, il rejoint Réseau Ferré de France (RFF), à Besançon, en tant que responsable du pilotage technique du projet de la Ligne Grande-Vitesse (LGV) Rhin-Rhône. Il accompagne le projet jusqu'à sa mise en service en qualité de chef de mission puis directeur du projet (maîtrise d'ouvrage). En juillet 2012, Xavier Gruz rejoint l'équipe EOLE (prolongement du RER E vers l'ouest) en tant que directeur de projet unique de la maîtrise d'ouvrage SNCF Réseau. Le 1er décembre 2024, Xavier Gruz intègre la direction des programmes nucléaires d'EDF en tant que directeur des opérations. Depuis le 1er juin 2025, il est Directeur exécutif Groupe en charge de la Maîtrise d'Ouvrage du Nouveau Nucléaire.

Véronique Lacour débute sa carrière chez Thales en 1987, où elle se construit une solide expérience dans les systèmes d'information avant de devenir, en 2004, Directeur des Systèmes d'Information d'une nouvelle Division de l'entreprise. De 2007 à 2009, elle en dirige le Service Partagé Systèmes d'Information Ressources Humaines. Elle rejoint Safran en 2009 où elle occupe successivement les postes de Directeur des Systèmes d'Information de Safran Aircraft Engines (anciennement Snecma), puis de Directeur de la démarche de progrès en 2013 afin de piloter l'amélioration continue et les actions de transformation. Elle devient ensuite Directeur des programmes de Safran Analytics et participe à la création de cette nouvelle entité dédiée au *big data* qui s'inscrit dans la stratégie de transformation digitale du Groupe. Elle a rejoint EDF le 1er décembre 2016 en tant que Directrice exécutive Groupe en charge de la Transformation et de l'Efficacité Opérationnelle et membre du Comité exécutif. Elle est Présidente du Conseil de Surveillance d'Enedis depuis juillet 2023. Véronique Lacour est titulaire d'un DESS Systèmes d'Information de l'Université Paris I Panthéon Sorbonne.

Claude Laruelle est diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale des ponts et chaussées. Il débute sa carrière en 1993 au sein des ministères français des Transports, puis de l'Intérieur. En 2000, il rejoint le groupe Veolia, où il occupe plusieurs fonctions de direction en France avant d'être nommé vice-président exécutif pour l'Amérique du Nord, puis directeur des opérations en Asie-Pacifique. Entre 2013 et 2018, il occupe les fonctions de directeur technique et performance et de directeur des entreprises de spécialité mondiale de Veolia. En 2018, il est nommé directeur général adjoint, en charge des finances, du digital et des achats du Groupe, poste qu'il occupera jusqu'en septembre 2024. Depuis 2022, Claude Laruelle est également administrateur indépendant de Vinci. Le 1er septembre 2025, il rejoint EDF en tant que Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance.

Thierry Le Mouroux est titulaire d'un diplôme d'ingénieur spécialisé en mécanique et électricité de l'ESTP et d'un MBA en management de projets. Il a débuté sa carrière professionnelle en 1989 aux États-Unis en tant que chargé de développement d'une start-up spécialisée dans les technologies de l'internet haut débit. En 1990, il rejoint le groupe Eiffage et devient en 1995 Directeur Général de Forclum Littoral. Entre 2000 et 2010, il occupe plusieurs fonctions de dirigeant pour l'entreprise Suez Eau France. En 2010, Thierry Le Mouroux est nommé Directeur Général d'Endel Engie où il s'implique fortement dans les opérations des chantiers de l'EPR de Flamanville 3 et du Grand Carénage. En 2013, il devient Président-Directeur Général d'Endel ENGIE. Il participe au développement de l'entreprise dans les secteurs de l'industrie nucléaire civile, des industries de l'énergie ainsi que dans l'industrie spatiale et de la construction navale militaire. Entre 2016 et 2020, il occupe plusieurs postes stratégiques chez Framatome. En 2020, Thierry Le Mouroux rejoint Areva en tant que Directeur Général Adjoint en charge du projet EPR Olkiluoto 3. Il a notamment assuré la réorganisation fonctionnelle du projet permettant sa livraison dans le respect du budget et du calendrier. Thierry Le Mouroux possède une expérience avérée dans le monde des projets industriels et du nucléaire. Il a rejoint le groupe EDF le 1er janvier 2024, au poste de Directeur Exécutif en charge de la préfiguration de la future Direction Projets et Construction Nucléaires. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Projets et Partenariats Industriels.

Cédric Lewandowski est diplômé de l'Institut d'Études Politiques (IEP) de Paris et diplômé d'Études Approfondies (DEA) de Géopolitique (Paris-VIII). Il a débuté sa carrière à Électricité de France (EDF) en 1998 en tant que Chef du cabinet du Président d'EDF de 1998 à 2004, puis comme Directeur des Transports et des Véhicules Électriques d'EDF de 2005 à 2008. Par la suite, il est devenu Directeur d'EDF Collectivités à la Direction Commerce d'EDF de 2008 à 2012, Président du Conseil d'administration de la Société H4 de 2009 à 2012, Administrateur de la Société Safidi de 2009 à 2012 et Président du Conseil d'administration de la Société Tiru de 2009 à 2012. Il a ensuite été Directeur du Cabinet Civil et Militaire du ministre de la Défense de mai 2012 à mai 2017. De juillet 2017 à mi 2019, il fut Directeur exécutif du groupe EDF en charge de la Direction Innovation, Stratégie et Programmation, Président du Comité exécutif d'EDF Pulse Croissance Holding, et membre du Conseil d'administration d'Enedis. Par ailleurs, il a été Président de l'Association française de l'éclairage de juin 2018 à octobre 2019 et Vice-président du Conseil Mondial de l'Énergie d'octobre 2018 à juin 2019. Il est Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg (depuis février 2018) et Président du Conseil d'administration du Cercle des Directions de la Sécurité des Entreprises (depuis février 2024). Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur exécutif du groupe EDF en charge de la Direction de la Production Nucléaire et Thermique. Il est Chevalier de l'Ordre de la Légion d'Honneur, Chevalier de l'Ordre du Mérite Agricole et Officier de l'Ordre National du Mali.

Nicolas Machtou est conseiller référendaire à la Cour des comptes, diplômé de l'université Paris II et de l'université Columbia à New York. Il commence sa carrière en 2004 à la Commission de régulation de l'énergie où il rejoint le directeur général pour travailler sur la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. En 2006, il intègre RTE (Réseau de Transport d'Électricité), d'abord auprès du président du directoire, pour travailler sur la régulation des gestionnaires de réseaux puis à la direction financière comme chef du pôle filiales et activités nouvelles. En 2012, il devient conseiller technique énergie, environnement au cabinet de Jean-Marc Ayrault, Premier ministre. En 2014, il est nommé conseiller référendaire à la Cour des comptes et membre du collège de l'Autorité de régulation des activités ferroviaires et routières (ARAFER). En octobre 2015, Nicolas Machtou est nommé conseiller énergie, développement durable, transports, logement et ville au cabinet de François Hollande à la présidence de la République. En 2017, il rejoint Enedis comme directeur délégué en charge de l'Île-de-France et membre du comité exécutif. Il préside le conseil d'administration de Citelum du 1er juin 2020 au 1er juin 2022. En juin 2022, il devient directeur des programmes nouveaux nucléaires au sein de la direction stratégie, technologies, innovation et développement du groupe EDF. Depuis, le 1er septembre 2025, Nicolas Machtou est Directeur exécutif Groupe en charge du Secrétariat Général.

Simone Rossi débute sa carrière en 1993 au sein du service financier de De Agostini à Novare (Italie). Il occupe ensuite un poste dans le service de conseils en gestion de KPMG Corporate Finance et poursuit sa carrière en 1996 chez McKinsey&Co. à Milan (Italie) où il répond aux besoins d'institutions financières et de divers clients dans le domaine de l'énergie et de l'industrie. En 2004, il rejoint Edison S.p.A. à Milan, où il assume les fonctions de Responsable de la stratégie, puis de Directeur de la planification, du contrôle et des technologies de l'information. En novembre 2009, il rejoint le *Constellation Energy Nuclear Group* à Baltimore (États-Unis) en qualité de Directeur financier. Devenu Directeur financier d'EDF Energy (2011-2015) il avait ensuite été nommé Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Internationale (2015-2017). Il possède un diplôme en gestion des affaires de l'Université Bocconi de Milan et un diplôme de clarinette du conservatoire Puccini de Gallarate (Italie).

Elisabeth Terrail est diplômée d'une licence de philosophie, d'un DESS de gestion des ressources humaines à Paris-Dauphine et d'une maîtrise en sciences de l'information et de la communication du CELSA. Elle démarre sa carrière en 1995 chez Gaz de France en tant que responsable ressources humaines opérationnelle sur les infrastructures de transport et stockage. Elle rejoint la direction du personnel et des relations sociales (mixte EDF et Gaz de France) puis la direction des ressources humaines du groupe EDF. Son parcours l'oriente ensuite vers l'ingénierie nucléaire en tant que responsable coordination puis directrice des ressources humaines de l'entité opérationnelle regroupant, pour le nouveau nucléaire, les études d'ingénierie de l'îlot nucléaire, le chantier de EPR de Flamanville, les expatriés en Chine et au Royaume-Uni. Après un passage chez WANO (World association of nuclear operators), elle rejoint Dalkia en tant que directrice des ressources humaines des fonctions corporate et responsable de la rémunération. En 2021, missionnée par le directeur des ressources humaines du groupe EDF, elle crée l'université des métiers du nucléaire qui réunit les industriels, le monde académique et le monde de l'emploi, pour renforcer l'attractivité des métiers du nucléaire pour la filière nucléaire. En septembre 2022, elle est directrice des ressources humaines de Framatome. Depuis le 1er septembre 2025, elle est Directrice exécutive Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Alain Tranzer est ingénieur diplômé de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Paris. Il débute sa carrière en 1991 dans le Groupe PSA. Après un passage en ingénierie des liaisons au sol, il y occupe successivement les postes de responsable de sous-système, de directeur qualité usine, d'ingénieur en chef de la Peugeot 407, puis de directeur du programme Peugeot 208-2008. Il a ainsi acquis une solide expérience dans la direction de projets industriels, depuis la conception jusqu'à l'industrialisation, et a reçu le prix Eurostar 2013 de Directeur de Projet de l'année attribué par Automotive News Europe. En 2013, il prend la responsabilité des avant-projets du Groupe PSA, de la politique modulaire et des projets complexes que sont les véhicules autonomes, connectés, électriques et hybrides électriques. En 2018, il devient Senior Vice-Président en charge du programme de « réduction du CO_2 et de la maîtrise d'ouvrage des motorisations, plateformes et modules technologiques associés ». Alain Tranzer rejoint le groupe EDF en 2020 en tant que Délégué Général à la Qualité industrielle et aux Compétences nucléaires pour piloter l'exécution du plan « excell » qui vise à renforcer la qualité industrielle, les compétences et la gouvernance des grands projets nucléaires. En avril 2024, il est nommé Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Ingénierie et Supply Chain, qui rassemble les ingénieries nucléaires et les activités en lien avec les fournisseurs.

Xavier Ursat est diplômé de l'École Polytechnique et de Télécom Paris. Entré en 1991 à EDF, Xavier Ursat exerce diverses fonctions au sein de l'ingénierie hydraulique jusqu'en 2002. Il pilote la réalisation des centres de conduite hydraulique d'EDF et contribue à des projets internationaux, notamment en Amérique du Sud. De 2002 à 2005, il est nommé Chargé de mission auprès du Directeur Général Adjoint d'EDF en charge de la Production et de l'Ingénierie. En 2005, il est Directeur Adjoint de l'Unité de Production Alpes à Grenoble, avant de devenir en 2010, Directeur de l'Unité de Production Sud-Ouest à Toulouse. De 2010 à 2015, il occupe successivement les responsabilités de Directeur Délégué, puis Directeur de la Division Production et Ingénierie Hydraulique. En 2015, il est nommé Directeur exécutif Groupe de l'Ingénierie et des Projets Nouveau Nucléaire, avant de prendre en charge, en avril 2024, la direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement du groupe EDF. Président du Comité Stratégique de Filière Nucléaire (CSFN) et du Groupement des Industriels Français de l'Énergie Nucléaire (GIFEN), Xavier Ursat est également Président de Nuclear Europe depuis janvier 2025. Il est également Président du Comité de surveillance et d'orientation d'Edvance et membre du Conseil de surveillance de Framatome. Il est par ailleurs Gouverneur honoraire du Conseil mondial de l'eau. Depuis le 1er avril 2024, il est Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Stratégie, Technologies, Innovation et Développement.

Emmanuelle Verger est diplômée de l'École Polytechnique et de l'École nationale des Ponts et Chaussées. Elle débute sa carrière à la direction financière de la Générale des Eaux, puis rejoint le ministère des Finances, où elle est en charge des relations commerciales avec l'Amérique latine. En 2001, elle intègre le groupe EDF, d'abord à la direction financière, avant d'être nommée directrice de cabinet du directeur général adjoint international & gaz. Elle a notamment participé aux restructurations financières puis cessions des filiales latino-américaines. Elle participe ensuite au déploiement et à la construction du modèle EPR en Chine, en tant que directrice adjointe de l'ingénierie des deux réacteurs de Taishan. Elle prend par la suite la responsabilité des négociations des contrats d'achats d'uranium et d'enrichissement du Groupe. Elle dirige ensuite, pendant trois ans, le centre opérationnel d'optimisation de la production d'électricité d'EDF, à la direction optimisation amont-aval trading. Elle revient ensuite au secteur nucléaire en tant que directrice de la division combustible nucléaire du Groupe. Depuis avril 2022, elle dirige le parc hydraulique d'EDF. Depuis le 8 juillet 2025, elle est Directrice exécutive Groupe en charge des activités hydrauliques.

4.4 Conflits d'intérêts et intérêts des mandataires sociaux et des dirigeants

4.4.1 *Conflits d'intérêts*

À la connaissance de la Société, il n'existe à la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel aucun conflit d'intérêts potentiel à l'égard d'EDF entre les obligations et devoirs des membres du Conseil d'administration et de la Direction Générale de la Société et leurs intérêts privés ou d'autres devoirs (concernant les règles applicables aux membres du Conseil d'administration en matière de conflits d'intérêts, voir la section 4.2.2.8 « Obligations et devoirs des administrateurs »).

Sous réserve des dispositions légales et réglementaires particulières applicables à la composition du Conseil d'administration de la Société (voir la section 4.2.1 « Composition du Conseil d'administration »), il n'existe à la connaissance de la Société aucun arrangement ou accord conclu avec l'actionnaire, les clients, fournisseurs ou autres en vertu duquel un membre du Conseil d'administration ou un membre de la Direction Générale a été nommé en cette qualité.

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun lien familial entre les membres des organes d'administration ou de Direction Générale.

4.4.2 *Absence de condamnation*

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a fait l'objet, au cours des cinq dernières années, d'une enquête pénale ou d'une condamnation pour fraude ou corruption, ni n'a été associé à une procédure de faillite, de mise sous séquestre, de liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire.

À l'exception de la société britannique Eagle Genomics Ltd. dont Delphine Gény-Stephann est administratrice non-exécutive - et qui a été placée le 13 mars 2025, en procédure de liquidation volontaire (« Creditors' Voluntary Liquidation »), à la connaissance d'EDF, aucun autre administrateur n'a fait l'objet d'une incrimination ou d'une sanction publique officielle prononcée par des autorités statutaires ou réglementaires au cours des cinq dernières années.

À la connaissance d'EDF, aucun des membres du Conseil d'administration ou de la Direction Générale d'EDF n'a été déchu par un tribunal du droit d'exercer la fonction de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'une personne morale ou d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'une personne morale au cours des cinq dernières années.

4.4.3 Contrats de service

Les mandataires sociaux d'EDF ne sont pas liés à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales par un contrat de services prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.5 Rémunération et avantages des mandataires sociaux

Cette section présente le détail des éléments de la rémunération totale et des avantages de toute nature attribué ou versés, au cours des exercices 2024 et 2025, aux mandataires sociaux par la Société et les sociétés comprises dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

4.5.1 Rémunération des mandataires sociaux

4.5.1.1 Rémunération du Président-Directeur Général

Fixation de la rémunération du Président-Directeur Général

Les éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général sont fixés par le Conseil d'administration de la Société, après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et soumis au ministre chargé de l'économie pour approbation après consultation des ministres intéressés (voir la section 4.2.3.6 « Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance »). La rémunération du Président-Directeur Général doit s'inscrire dans les limites prévues par le décret n° 53-707 du 9 août 1953 modifié par le décret n° 2012-915 du 26 juillet 2012 relatif au contrôle de l'État sur les rémunérations des dirigeants d'entreprises publiques, qui plafonne sa rémunération annuelle à 450 000 euros bruts.

Rémunération au titre de l'exercice 2025

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 6 février 2025 a recommandé au Conseil d'administration de maintenir des principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération de Luc Rémont, en sa qualité de Président-Directeur Général pour l'exercice 2025 et donc de fixer sa rémunération fixe annuelle à 450 000 euros bruts, soit au plafond prévu par le décret du 9 août 1953 modifié. Le Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle de Luc Rémont, au titre de l'exercice 2025, en relevant comme depuis 2022 que le montant du plafond introduit en 2012 dans le décret du 9 août 1953 n'a pas été réhaussé depuis cette date. Luc Rémont, ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, sa rémunération ne comporte pas d'avantages en nature. En raison de la cessation de ses fonctions d'administrateur et de Président-Directeur Général d'EDF le 5 mai 2025, la rémunération de Luc Rémont pour l'exercice 2025 est calculée *prorata temporis* du 1er janvier 2025 au 5 mai 2025. Luc Rémont a bénéficié des dispositifs de protection sociale mis en place par EDF au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires de la Société (couvertures santé et prévoyance).

Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance en date du 5 mai 2025, le Conseil d'administration réuni ce même jour a décidé, sous réserve de sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF, de fixer la rémunération fixe annuelle de Bernard Fontana à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2025. Cette rémunération est calculée *prorata temporis* à compter de sa nomination. Bernard Fontana, ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, sa rémunération ne comporte pas d'avantages en nature. Il bénéficie des dispositifs de protection sociale mis en place par EDF au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires de la Société (couvertures santé et prévoyance).

Rémunération au titre de l'exercice 2026

Le Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance réuni le 17 février 2026 a recommandé au Conseil d'administration de maintenir les principes et critères de détermination des éléments composant la rémunération du Président-Directeur Général pour l'exercice 2026 et donc de fixer sa rémunération fixe annuelle à 450 000 euros bruts, soit au plafond prévu par le décret du 9 août 1953 modifié. Le Conseil d'administration réuni le 19 février 2026 a décidé de maintenir la rémunération fixe annuelle du Président-Directeur Général à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2026. Bernard Fontana, ayant renoncé à bénéficier d'un véhicule de fonction, sa rémunération ne comporte pas d'avantages en nature. Le Président bénéficie des dispositifs de protection sociale mis en place par EDF au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires de la Société (couvertures santé et prévoyance).

Les tableaux ci-dessous présentent les éléments de la rémunération pour les exercices 2024 et 2025 de :

- Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF jusqu'au 5 mai 2025 ;
- Bernard Fontana à partir de sa nomination en tant que Président-Directeur Général d'EDF, incluant la période d'exercice de ses fonctions par intérim - soit à compter du 5 mai 2025.

Tableau n° 1 - Synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées au dirigeant mandataire social

(en euros)	Exercice 2025	Exercice 2024
Luc Rémont, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	155 114	450 000
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	néant
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (1)	néant	néant
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice (1)	néant	néant
TOTAL	**155 114**	**450 000**

(1) Comme indiqué à la section 4.5.2 « Options de souscriptions ou d'achat d'actions - Actions gratuites ».

(en euros)	Exercice 2025	Exercice 2024
Bernard Fontana, Président-Directeur Général		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (voir le détail tableau n° 2)	296 591	n.a.
Valorisation des rémunérations variables pluriannuelles attribuées au cours de l'exercice	néant	n.a.
Valorisation des options attribuées au cours de l'exercice (1)	néant	n.a.
Valorisation des actions attribuées gratuitement au cours de l'exercice (1)	néant	n.a.
TOTAL	**296 591**	**N.A**

n.a. : non applicable.

(1) Voir la section 4.5.2. « Options de souscriptions ou d'achat d'actions - Actions gratuites ».

Tableau n° 2 - Récapitulatif des rémunérations de toutes natures dues ou versées au dirigeant mandataire social pour les exercices 2024 et 2025

	Exercice 2025		Exercice 2024	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	155 114	155 114	450 000	450 000
Rémunération variable	néant	néant	néant	néant
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	néant	néant
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	**155 114**	**155 114**	**450 000**	**450 000**

Autres éléments de rémunération

	Exercice 2025		Exercice 2024	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Luc Rémont, Président-Directeur Général				
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	néant	néant
Contrat de travail	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de prise de fonction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Clause de non-concurrence	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Retraite supplémentaire	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunérations versées ou attribuées par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation	néant	néant	néant	néant
TOTAL	**0**	**0**	**0**	**0**

n.a. : non applicable.

	Exercice 2025		Exercice 2024	
(en euros)	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Bernard Fontana, Président-Directeur Général				
Rémunération fixe	296 591	296 591	n.a.	n.a.
Rémunération variable	néant	néant	n.a.	n.a.
Rémunération variable pluriannuelle	néant	néant	n.a.	n.a.
Rémunération exceptionnelle	néant	néant	n.a.	n.a.
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	n.a.	n.a.
Avantages en nature	0	0	n.a.	n.a.
TOTAL	**296 591**	**296 591**	**N.A.**	**N.A.**

n.a. : non applicable.

Autres éléments de rémunération

(en euros)	Exercice 2025		Exercice 2024	
	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice	Montants dus au titre de l'exercice	Montants versés au cours de l'exercice
Bernard Fontana, Président-Directeur Général				
Rémunération au titre du mandat d'administrateur	néant	néant	n.a.	n.a.
Contrat de travail	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de prise de fonction	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Indemnité de départ ou liée à la cessation des fonctions	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Clause de non-concurrence	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Retraite supplémentaire	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Rémunérations versées ou attribuées par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation	néant	néant	n.a	n.a.
TOTAL	**0**	**0**	**N.A.**	**N.A.**

n.a. : non applicable.

Le Président-Directeur Général bénéficie des dispositifs de protection sociale (couvertures santé et prévoyance) mis en place par la Société au profit des dirigeants et cadres supérieurs non statutaires.

4.5.1.2 Rémunération des administrateurs

Fixation de la rémunération des administrateurs au titre de leur mandat

Après avis du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration soumet à l'approbation de l'Assemblée générale une somme fixe annuelle, soumise pour approbation au ministre chargé de l'Économie, à allouer aux administrateurs suivant les règles de répartition définies par le Conseil d'administration (voir « Rémunérations des administrateurs – Exercices 2025 et 2026 » ci-après).

Les administrateurs représentant les salariés disposent d'un crédit d'heures pour exercer leur mandat en application de la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public, et le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.

En application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014, les rémunérations allouées, au titre de leur mandat, aux administrateurs nommés par l'Assemblée générale sur proposition de l'État, et ayant la qualité d'agent public de l'État, sont intégralement versées au budget de l'État.

Pour ceux qui n'ont pas la qualité d'agent public, un arrêté du ministre chargé de l'Économie et des Finances [1] précise que la Société verse au budget de l'État 15 % des rémunérations qui leur sont allouées au titre de leur mandat, les 85 % restants étant versés à l'administrateur.

En application de l'article 4 de l'ordonnance du 20 août 2014, toute rémunération par le Représentant de l'État à raison de l'exercice de son mandat est versée au budget de l'État.

Rémunérations des administrateurs – Exercice 2025

Depuis l'exercice 2024, le système de rémunération des administrateurs a évolué vers un système de rémunération entièrement variable « à la séance », tenant compte de l'assiduité des administrateurs aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités et de leurs fonctions en tant que membre ou Président de Comité.

Ce système s'inscrit dans les recommandations du Code AFEP-MEDEF qui préconisent une part variable prépondérante et une rémunération proportionnelle au nombre de réunions tenues traduisant ainsi l'investissement et la mobilisation des administrateurs.

L'Assemblée générale du 5 mai 2025, a fixé à 675 000 euros bruts le montant de la somme fixe annuelle visée à l'article L. 225-45 du Code de commerce à allouer aux membres du Conseil d'administration à titre de rémunération pour l'exercice 2025, conformément aux règles de répartition adoptées par le Conseil d'administration du 10 juin 2024, confirmées lors du Conseil du 20 février 2025.

Aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération n'a été versée aux administrateurs au cours de l'exercice 2025, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

Rémunérations des administrateurs – Exercice 2026

Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, le Conseil d'administration réuni le 19 février 2026 a décidé de soumettre à l'assemblée générale qui statuera sur les comptes de l'exercice 2025 une enveloppe annuelle de 475 600 euros pour l'exercice 2026, au titre de la somme fixe annuelle à répartir entre les administrateurs en rémunération de leur mandat en application de l'article L. 225-45 du Code de commerce et a confirmé les règles de répartition entre les administrateurs, applicables depuis l'exercice 2024.

Il n'est prévu de verser aucune rémunération exceptionnelle, ni aucune autre rémunération aux administrateurs au cours de l'exercice 2026, par la Société ou par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation de la Société au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce.

(1) Arrêté du 5 janvier 2018, modifiant l'arrêté du 18 décembre 2014 pris en application de l'article 6-V de l'ordonnance du 20 août 2014.

Tableau récapitulatif des rémunérations attribuées et versées aux administrateurs - au titre des exercices 2024 et 2025 (montants bruts en euros)

(en euros)	Montants attribués au titre de l'exercice 2025 et versés en juillet 2025 et février 2026	Montants attribués au titre de l'exercice 2024 et versés en juillet 2024 et février 2025
Montant global des rémunérations alloué par l'Assemblée générale d'EDF SA	675 000 (1)	675 050 (2)
Dont 100 % de part variable basée sur l'assiduité et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité)	*675 000 (3)*	*596 050 (3)*
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*79 000 (4)*
Montant global des rémunérations attribué par EDF SA	509 750	615 550
Dont 100 % de part variable basée sur l'assiduité et les fonctions occupées par les administrateurs (membre ou Président de Comité)	*509 750*	*536 550*
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*79 000 (4)*
Christophe Béguinet (5)	n.a.	n.a
Valérie Bros (6)	16 350	n.a.
Matthieu Chabanel (7)	6 700	n.a.
Nathalie Collin	58 650	54 850
Bruno Crémel (8)	20 500	77 150
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*34 000*
Gilles Denoyel	54 150	43 650
Anne-Marie Descôtes	35 250	29 800
Bruno Even (9)	44 000	19 700
Bernard Fontana (10)	n.a.	n.a.
Aurélie Frionnet (5)	n.a.	n.a.
Delphine Gény-Stephann	44 850	44 000
Fabrice Guyon (5)	n.a.	n.a.
Gérald Lacoste (5)	n.a.	n.a.
Catherine Lagneau (11)	21 800	n.a.
Marie-Christine Lepetit (12)	28 900	69 550
Colette Lewiner (13)	n.a.	40 500
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*17 00*
Sandrine Lhenry (5)	n.a.	n.a.
Claire Pedini	45 700	72 200
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*16 000*
Philippe Petitcolin	66 700	65 000
Cécile Pichot (5)	n.a.	n.a.
Luc Rémont (10)	n.a.	n.a.
Michèle Rousseau (14)	18 850	49 000
Alexis Zajdenweber	47 350	50 150
Dont supplément de rémunération au titre de la participation à un groupe de travail et/ou Comité ad hoc	*n.a.*	*12 000*

(1) Le montant annuel des rémunérations allouées aux membres du Conseil d'administration a été fixé à 675 000 euros par l'Assemblée générale du 5 mai 2025.

(2) Le montant annuel des rémunérations allouées aux membres du Conseil d'administration a été fixé à 675 050 euros par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

(3) Les administrateurs sont rémunérés dans la limite de ce montant, en prenant en compte leur assiduité aux réunions du Conseil d'administration et des Comités ainsi que les fonctions particulières qu'ils occupent (membre ou président de Comité), conformément aux règles adoptées par le Conseil d'administration du 10 juin 2024 pour l'exercice 2024 et confirmées par le Conseil d'administration du 20 février 2025 pour l'exercice 2025.

(4) Le montant annuel des rémunérations 2024 des administrateurs inclut un supplément de rémunération d'un montant total de 79 000 euros versés aux administrateurs membres du Groupe de travail sur le Projet d'entreprise du groupe EDF, selon les règles fixées par délibération du Conseil d'administration du 12 juin 2023.

(5) Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi du 26 juillet 1983 relative à la démocratisation du secteur public.

(6) Valérie Bros a été nommée administratrice en remplacement de Marie-Christine Lepetit, sur proposition de l'État, par l'Assemblée générale du 5 mai 2025, avec prise d'effet de son mandat à compter du 5 juin 2025.

(7) Matthieu Chabanel a été coopté en qualité d'administrateur, en remplacement de Bruno Crémel, par le Conseil d'administration du 25 septembre 2025. Sa nomination sera soumise pour ratification à la prochaine Assemblée générale ordinaire d'EDF.

(8) Bruno Crémel a démissionné de ses fonctions d'administrateur d'EDF en date du 5 mai 2025.

(9) Bruno Even a été nommé administrateur, en remplacement de Colette Lewiner, par l'Assemblée générale du 11 juin 2024.

(10) Le Président-Directeur Général ne perçoit pas de rémunération au titre de son mandat d'administrateur. Bernard Fontana a été nommé en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 7 mai 2025 après avoir exercé ses fonctions par intérim à compter du 5 mai 2025, à la suite de la cessation à cette date des fonctions de Président-Directeur Général d'EDF de Luc Rémont.

(11) Catherine Lagneau a été nommée administratrice en remplacement de Michèle Rousseau, sur proposition de l'État, par l'Assemblée générale du 5 mai 2025.

(12) Expiration du mandat d'administratrice d'EDF de Marie-Christine Lepetit constatée par l'Assemblée générale du 5 mai 2025.

(13) Colette Lewiner a démissionné de ses fonctions d'administratrice d'EDF en date du 11 juin 2024, ce dont l'Assemblée générale du même jour a pris acte.

(14) Expiration du mandat d'administratrice d'EDF de Michèle Rousseau constatée par l'Assemblée générale du 5 mai 2025.

4.5.2 Options de souscriptions ou d'achat d'actions – Actions gratuites

La Société n'a mis en œuvre aucun plan de souscription ou d'achat d'actions, et les mandataires sociaux ne bénéficient pas d'attributions gratuites d'actions (actions de performance).

4.5.3 Ratios d'équité [1] et évolution des rémunérations 2021-2025

Le tableau ci-dessous présente l'évolution sur 5 ans :

- du ratio entre le niveau de la rémunération du Président-Directeur Général et la rémunération moyenne sur une base équivalent temps plein de l'ensemble des salariés d'EDF en France continûment présents sur l'année (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général) ;
- du ratio entre le niveau de la rémunération totale du Président-Directeur Général et la rémunération médiane des salariés sur une base équivalent temps plein des salariés d'EDF (à l'exclusion de la rémunération du Président-Directeur Général),
- de l'évolution organique de l'EBITDA Groupe.

	2025	2024	2023	2022	2021
Rémunération du Président-Directeur Général	450 000	450 000	450 000	455 059	453 660
Évolution de la rémunération du Président-Directeur Général [1]	0,0 %	0,0 %	0,0 % [2]	0,0 %	0,0 %
Ratio d'équité/Rémunération moyenne [3]	5,8	5,7	5,8	6,3	6,6
Ratio d'équité/Rémunération médiane [3]	6,2	6,0	6,2	6,8	7,2
Évolution du salaire moyen [1] [4]	- 2,1 %	+ 2,2 %	+ 7,3 %	+ 5,8 %	- 0,2 %
Évolution du salaire médian [1] [4]	- 2,1 %	+ 2,7 %	+ 9,0 %	+ 6,2 %	- 0,1 %
Évolution organique de l'EBITDA Groupe [1]	- 19,2 %	- 8,4 %	+ 903,4 %	- 1 28,2 %	+ 11,3 %

(1) Évolution constatée en année N par rapport à l'année N-1.

(2) Évolution calculée sur la base de la rémunération fixe annuelle uniquement, soit 450 000 euros.

(3) Les salaires des salariés d'EDF pris en compte comprennent le salaire fixe, la part variable, l'ensemble des primes, y compris celles liées au statut des IEG, ainsi que les éventuels avantages en nature.

(4) L'évolution significative du salaire moyen et du salaire médian constatée entre les exercices 2022 et 2023 est due à la mise en œuvre par EDF en 2023 de mesures salariales exceptionnelles dans un contexte marqué par la crise énergétique européenne et une inflation à un niveau historique. Par ailleurs, la rémunération moyenne et la rémunération médiane enregistrent une légère baisse sur l'exercice 2025. Cette évolution s'explique principalement par un effet de noria, les nouveaux entrants étant plus nombreux et moins rémunérés que les salariés sortants (notamment en raison des départs à la retraite). Les effets d'augmentation liés aux effectifs et aux revalorisations salariales fixes n'ont pas suffi à compenser l'impact de cet effet de noria.

(1) Les ratios ont été établis conformément aux lignes directrices publiées par l'AFEP.



Performance financière et perspectives

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2025 338

5.1.1 Éléments de conjoncture 338

5.1.2 Résultats 2025 340

5.1.3 Cash-flow et endettement financier net 345

5.1.4 Perspectives 347

5.2 Évènements postérieurs à la clôture 348

5.3 Évènements postérieurs à l'arrêté des comptes 348

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2026 348

5.1 Examen de la situation financière et du résultat 2025

5.1.1 Éléments de conjoncture

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

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2025 en base (€/MWh)	61,1	94,4	115,9	82,6
Variation 2025/2024 des moyennes en base	5,8 %	9,9 %	6,8 %	17,3 %
Moyenne 2025 en pointe (€/MWh)	62,4	103,4	121,1	83,7
Variation 2025/2024 des moyennes en pointe	- 2,8 %	7,2 %	4,5 %	7,8 %

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

En France, le prix spot de l'électricité en 2025 a évolué entre - 118,0 €/MWh et 473,3 €/MWh. Son niveau moyen est en hausse de 3,3 €/MWh par rapport à 2024. Cette hausse s'explique essentiellement par le premier trimestre 2025, pendant lequel il a atteint une moyenne de 99,8 €/MWh, contre 62,9 €/MWh en moyenne pour le premier trimestre 2024.

Cette hausse s'explique par les éléments d'équilibre offre-demande suivants :

- légère hausse de la production d'électricité à 544 TWh (2), (environ + 1 % par rapport à 2024), avec une augmentation de la production nucléaire et solaire, malgré la baisse de la production hydraulique ;
- légère hausse des prix du gaz (+ 3,5 % pour l'indice spot PEG, l'indice de référence du gaz en France, en 2025 par rapport à 2024) et hausse marquée du prix des quotas carbone (+ 11,9 % en moyenne pour le cours du CO_2 livré en décembre de l'année N en 2025 par rapport à 2024) ;
- demande stable : en 2025, la consommation non corrigée du climat et des effacements s'élève à 440,7 TWh (+ 0,6 TWh par rapport à 2024).

L'année 2025 a été marquée par de nombreuses heures de prix spot négatifs ou nuls survenant lorsque la production renouvelable est importante et la demande faible, dans un contexte général marqué par une augmentation de la capacité installée de production d'énergies renouvelables. Plus précisément, l'année 2025 a connu 735 heures de prix spot négatifs ou nuls contre 560 heures en 2024.

Les autres pays européens ont également subi l'augmentation des prix des commodités, entraînant la hausse des prix spot sur l'électricité en 2025.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2026 à terme en base sur l'année 2025 (€/MWh)	**60,9**	**90,5**	**106,4**	**85,0**
Variation 2025/2024 des moyennes des prix des contrats annuels à terme N+1 en base	- 20,5 %	- 3,9 %	- 1,5 %	- 0,1 %
Prix à terme du contrat annuel 2026 en base au 29 décembre 2025 (€/MWh)	50,8	85,8	102,4	77,5
Moyenne du prix du contrat annuel 2026 à terme en pointe sur l'année 2025 (€/MWh)	**69,3**	**101,4**	**112,0**	**n.a.**
Variation 2025/2024 des moyennes des prix des contrats annuels N+1 à terme en pointe	- 23, 1 %	- 4,4 %	- 2,6 %	n.a.
Prix à terme du contrat annuel 2026 en pointe au 29 décembre 2025 (€/MWh)	53,5	95,1	107,1	n.a.

n.a. : non applicable.

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

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

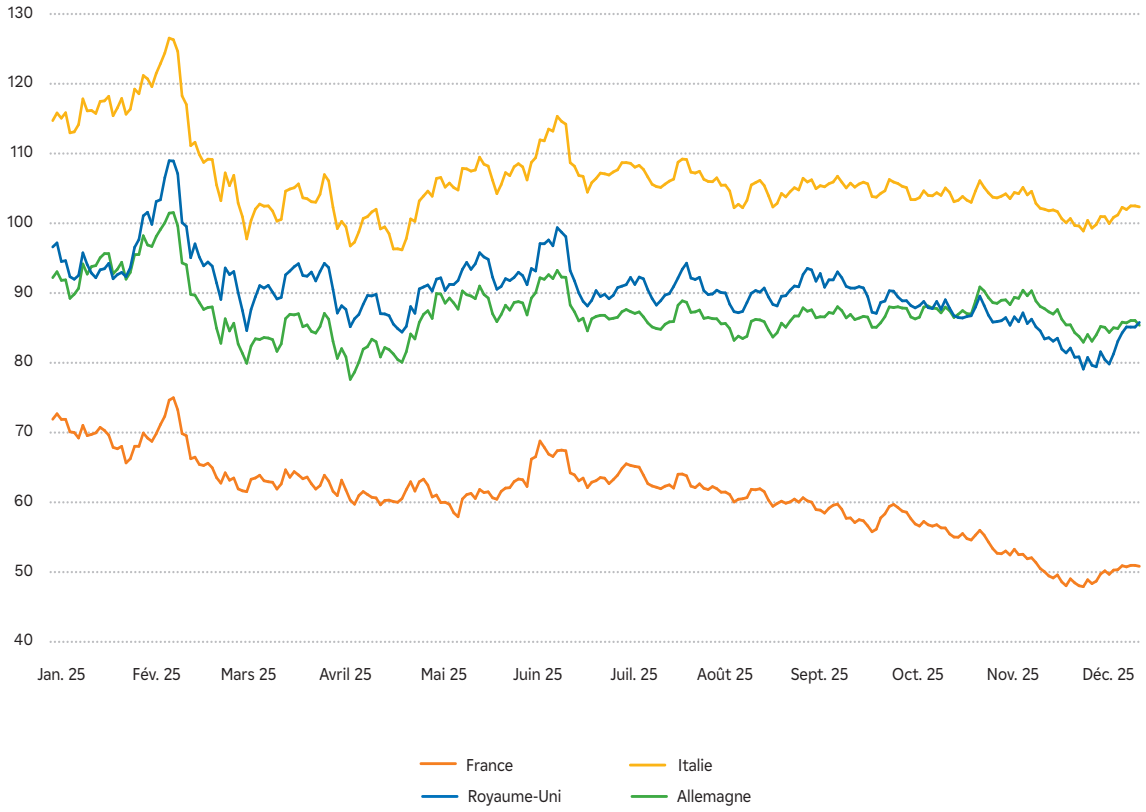
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 (CAL 2026) s'est établi en moyenne à 60,9 €/MWh, en baisse de 15,8 € par rapport à 2024 (CAL 25). Il a évolué entre 47,9 €/MWh et 75,0 €/MWh et clôture l'année à 50,8 €/MWh. À titre de comparaison, en 2024, le produit calendaire 2025 avait atteint un maximum de 90,3 €/MWh.

Le produit pour livraison en 2026 a principalement suivi les cours du gaz, du charbon et du CO_2 au cours de l'année 2025. La baisse du cours du gaz au quatrième trimestre a toutefois été plus prononcée que celle du coût de production d'électricité au gaz, tiraillé entre la baisse des prix du gaz et la hausse du cours du CO_2.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT.
Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex.
Royaume-Uni : cotation moyenne de la veille sur la bourse Nordpool.
Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME.
(2) Source RTE - **Valeurs provisoires au 2 janvier 2026**.
(3) France, Italie, Belgique, Royaume-Uni : cotation EEX de l'année suivante.

Par ailleurs, l'écart avec le prix calendaire allemand N+1 base, marché européen le plus liquide, a évolué entre - 17,3 €/MWh et - 38,3 €/MWh, et suit une tendance haussière, dans la continuité du second semestre. Cette évolution résulte de la prise en compte par les acteurs de marché des niveaux de prix réalisés au spot, les prix spot français ayant été en moyenne inférieurs de 28,3 €/MWh aux prix spots allemands sur 2025.

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



5.1.1.2 Conditions climatiques : températures et hydraulicité en France

5.1.1.2.1 Température en France

Sur l'année 2025, la température moyenne s'est élevée à 13,5 °C, soit + 0,2 °C par rapport à 2024 et + 0,8 °C par rapport à la normale. Quatre mois se distinguent particulièrement : avril et juin avec respectivement 1,4 °C et 3,5 °C de plus entre 2024 et 2025 ; février et octobre avec respectivement 2,7 °C et 1,1 °C de moins. Sur les autres mois, les écarts sont restés dans la bande des ± 1 °C.

En prenant comme référence la normale, les mois de juin (+ 2,8 °C), décembre (+ 1,8 °C), août (+ 1,5 °C) et avril (+ 1,4 °C) affichent des écarts supérieurs à 1 °C.

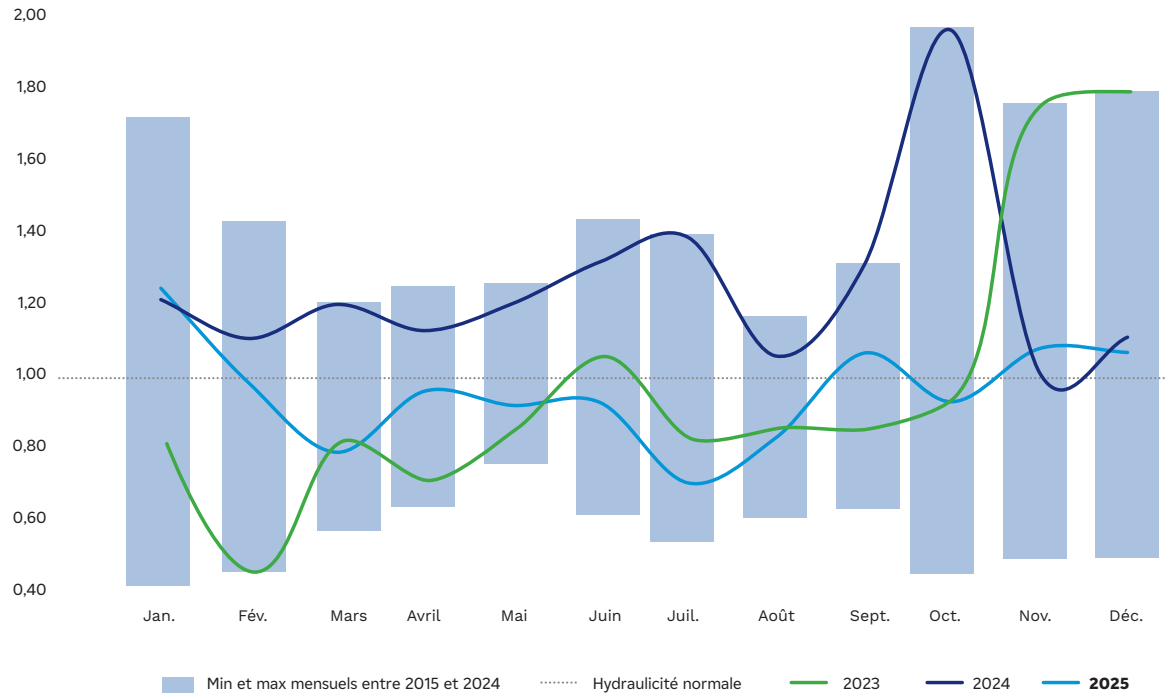
5.1.1.2.2 Pluviométrie, enneigement, hydraulicité en France

L'année 2025 a été globalement marquée par un déficit de précipitations sur l'ensemble des bassins et d'enneigement sur l'ensemble des massifs, exception faite du mois de janvier. Elle contraste nettement avec l'année 2024 qui a connu la plus importante hydraulicité de ces vingt dernières années. Sur le périmètre EDF, l'indice d'hydraulicité de l'année 2025 s'établit à 0,96 contre 1,26 pour l'année 2024.

La faible hydraulicité 2025 associée à une production hydraulique importante en fin d'année (les températures sont passées sous les normales de saison à partir du 26 décembre) est à l'origine du déstockage des réservoirs. Le taux de remplissage a atteint 55,2 % au 1er janvier 2026 (contre 68,8 % au 1er janvier 2025), soit 8,2 points en dessous du niveau de la moyenne historique [1].

(1) Période de 1986 à 2024.

Hydraulicité d'EDF en France (période de 2015-2025)



5.1.2 *Résultats 2025*

5.1.2.1 Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2025.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	113 266	118 690	(5 424)	- 4,6 %	- 4,3 %
EBE	29 256	36 523	(7 267)	- 19,9 %	- 19,2 %
Résultat d'exploitation	13 104	18 327	(5 223)	- 28,5 %	- 27,3 %
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	11 529	17 395	(5 866)	- 33,7 %	- 32,5 %
Résultat net part du Groupe	8 367	11 406	(3 039)	- 26,6 %	- 25,8 %
Résultat net courant	9 601	15 233	(5 632)	- 37,0 %	- 36,5 %
Cash-flow Groupe	2 865	3 868	(1 003)	- 25,9 %	n.a.
Endettement financier net	51 496	54 346	(2 850)	- 5,2 %	n.a.

n.a : non applicable.

5.1.2.2 Bilan électrique en France

La production nucléaire en France atteint 373,0 TWh, en hausse de 11,3 TWh par rapport à 2024. Cette évolution reflète la bonne disponibilité des réacteurs en fonctionnement, des arrêts de tranche bien maîtrisés et toujours une forte modulation de 33 TWh.

La production hydraulique brute en France [1] **s'élève à 42,6 TWh, en baisse de - 8,0 TWh.** Cette diminution s'explique principalement par une hydraulicité moins favorable sur 2025, après des conditions hydrauliques exceptionnelles en 2024 et a été limitée grâce à une disponibilité élevée des installations.

Les centrales thermiques ont été légèrement plus sollicitées en 2025 (3,1 TWh en 2025 contre 2,7 TWh en 2024).

(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 34,1 TWh en 2025 (42,9 TWh en 2024, soit une baisse de - 8,8 TWh).

Les volumes vendus aux clients finals sont en baisse de - 6,8 TWh (hors effets du climat et de période). Cette évolution s'explique principalement par une diminution de la consommation unitaire, représentant - 1,2 TWh, dont - 0,7 TWh liée à l'effet bissextile en 2024, et par une diminution du portefeuille clients en particulier sur le marché d'affaires, représentant - 5,0 TWh, reflétant une concurrence accrue. L'impact du climat est estimé à + 2,6 TWh, porté par des températures globalement plus douces en 2024 qu'en 2025.

EDF est vendeur net sur les marchés de gros à hauteur de 91,1 TWh ; EDF était également vendeur net en 2024 à hauteur de 82,1 TWh.

5.1.2.3 Performance environnementale et sociale

La performance environnementale et sociale, en lien avec la performance opérationnelle, s'inscrit dans le projet d'entreprise « Ambitions 2035 » et dans la raison d'être du groupe EDF « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

En 2025, le **bilan carbone** du groupe EDF continue à baisser tiré par une moindre sollicitation des moyens thermiques et par la progression de la décarbonation des réseaux de chaleur. Les émissions totales du Groupe atteignent **83,3 $MtCO_2e$**, marquant une réduction de 7,4 $MtCO_2e$ par rapport à l'année 2024. Cette baisse est en partie due à la baisse des émissions directes (Scope 1) qui atteignent 15 $MtCO_2e$ (16.8 $MtCO_2e$ en 2024). L'**intensité carbone** [1] **atteint le niveau record de 26,5 gCO_2/kWh**. Cette évolution s'explique par une production d'électricité et de chaleur bas carbone en hausse (notamment nucléaire, ENR hors hydraulique) conjuguée à la moindre sollicitation de la production thermique.

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

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

5.1.2.4 Évolution du chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** s'élève à **113 266 millions d'euros en 2025**, en baisse de (5 424) millions d'euros par rapport à 2024. Hors effets de change ((398) millions d'euros) et hors effets de périmètre (119 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en baisse organique de - 4,3 %.

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

Les évolutions du périmètre de consolidation sur l'année 2025 et la nouvelle segmentation (avec le nouveau secteur opérationnel « EDF power solutions » qui comprend l'ancien secteur opérationnel « EDF Renouvelables » et les entités transférées ou devant être transférées, qui se trouvaient auparavant au sein du secteur « Autre international ») sont détaillées en note 3 « Périmètre de consolidation » et note 4 « Informations sectorielles » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation [1]	42 668	50 966	(8 298)	- 16,3 %	- 16,3 %
France - Activités régulées [2]	21 331	20 071	1 260	6,3 %	6,3 %
EDF power solutions	5 358	6 724	(1 366)	- 20,3 %	- 18,7 %
Dalkia	6 121	6 018	103	1,7 %	1,9 %
Industrie et Services	6 359	5 173	1 186	22,9 %	15,8 %
Royaume-Uni	16 186	17 498	(1 312)	- 7,5 %	- 6,0 %
Italie	17 396	15 223	2 173	14,3 %	14,8 %
Autres	5 626	4 865	761	15,6 %	16,1 %
Éliminations inter-segments	(7 779)	(7 848)	69	- 0,9 %	- 2,9 %
CHIFFRE D'AFFAIRES DU GROUPE	**113 266**	**118 690**	**(5 424)**	**- 4,6 %**	**- 4,3 %**

(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 sont régulées via les Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

France - Activités de production et commercialisation

Sur les activités de production et de commercialisation en France, le chiffre d'affaires recule de (8 298) millions d'euros.

Sur l'activité de commercialisation, le chiffre d'affaires facturé aux clients finals diminue de (9 219) millions d'euros, principalement en raison de l'évolution défavorable des prix captés. Cette tendance se traduit à la fois par la baisse du chiffre d'affaires relatif aux clients en offre de marché, et également par celle du chiffre d'affaires relatif aux clients aux Tarifs réglementés de vente (TRV), consécutive à la révision tarifaire au 1er février 2025 (- 22,6 % HT/- 15,0 TTC sur les TRV résidentiels).

Une partie des recettes de commercialisation constatées en 2024, liées au dispositif CSPE (bouclier tarifaire et amortisseurs) et comptabilisées en Autres Produits et Charges Opérationnels, disparaît en 2025.

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en baisse de (2 551) millions d'euros, en raison de la baisse des prix observée pour les livraisons réalisées en 2025, inférieurs à ceux enregistrés pour les livraisons de 2024. L'effet en EBE est limité du fait du mécanisme de compensation des produits et charges liés aux obligations d'achat dans le cadre du dispositif CSPE.

Ces effets sont partiellement compensés par la hausse des revenus marchés pour + 4 273 millions d'euros du fait d'une meilleure production et de l'optimisation des placements à court terme, liée notamment à l'évolution des prix spot.

(1) Ratio entre les émissions directes de CO_2 des centrales de production d'électricité et de chaleur du Groupe et leurs productions associées.

France - Activités régulées

L'augmentation de 1 260 millions d'euros du chiffre d'affaires organique est principalement portée par Enedis [1], pour 1 776 millions d'euros, en lien avec les indexations successives du TURPE Distribution (+ 4,8 % HT au 1er novembre 2024, + 7,7 % HT au 1er février 2025, - 1,9 % au 1er août 2025).

EDF power solutions

La baisse organique de (1 255) millions d'euros du chiffre d'affaires s'explique principalement par la perte de contrats clients B2B en électricité chez Luminus pour (531) millions d'euros et, comme prévu, par la fin du contrat de vente d'énergie (Power Purchase Agreement) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 pour (645) millions d'euros.

Dalkia

La hausse organique de 113 millions d'euros du chiffre d'affaires est principalement liée au développement commercial en France et à l'international ainsi qu'à la hausse des prix du gaz.

Industrie et Services

Le chiffre d'affaires de **Framatome à ses bornes** s'élève à 5 372 millions d'euros, en hausse organique de 619 millions d'euros (+ 13,3 %) par rapport à 2024 du fait de la montée en puissance des projets nouveau nucléaire en France et au Royaume-Uni et par un niveau d'activité accru aux États-Unis sur les activités de Base Installée et Contrôle Commande.

Le chiffre d'affaires d'**Arabelle Solutions à ses bornes** s'élève à 990 millions d'euros.

Royaume-Uni

La baisse organique de (1 050) millions d'euros s'explique principalement par l'impact de la baisse des prix de l'électricité sur les ventes électricité aux clients.

Italie

La hausse organique de 2 257 millions d'euros du chiffre d'affaires résulte d'une hausse des volumes de gaz et d'électricité consommés en Italie.

Autres

La hausse organique de 781 millions d'euros du chiffre d'affaires du segment **Autres** est portée essentiellement par les **activités gazières** dont la hausse organique de 1 242 millions d'euros du chiffre d'affaires (+ 45,8 % par rapport à 2024) est liée à la l'augmentation des volumes livrés en 2025 par rapport à 2024. Cette évolution est compensée par la baisse organique de (453) millions d'euros de la **marge d'EDF Trading** (- 23,7 %) dans un contexte de marché moins favorable, avec des volatilités en recul et une baisse des prix par rapport à 2024.

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

L'EBE s'élève à 29 256 millions d'euros *versus* 36 523 millions d'euros en 2024, soit un recul de (7 267) millions d'euros, dans un contexte de baisse des prix de marché, grâce à la hausse de la production nucléaire en France et la croissance des activités régulées, malgré une moindre production hydraulique.

Retraité des effets change et périmètre, l'EBE du Groupe connaît une diminution organique de (7 028) millions d'euros.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	14 592	20 950	(6 358)	- 30, 3 %	- 30,3 %
France - Activités régulées	7 522	5 576	1 946	34,9 %	34,9 %
EDF power solutions	1 377	2 242	(865)	- 38,6 %	- 35,8 %
Dalkia	472	425	47	11,1 %	11,1 %
Industrie et Services	256	118	138	116,9 %	162,7 %
Royaume-Uni	2 268	3 485	(1 217)	- 34,9 %	- 33,1 %
Italie	1 308	1 762	(454)	- 25,8 %	- 23,1 %
Autres	1 461	1 965	(504)	- 25,6 %	- 25,0 %
EBE GROUPE	**29 256**	**36 523**	**(7 267)**	**- 19,9 %**	**- 19,2 %**

France - Activités de production et commercialisation

L'EBE est en recul de (6 358) millions d'euros essentiellement en raison de la baisse des prix captés à la vente (impact de (5,7) milliards d'euros). Elle s'explique notamment pour le tarif réglementé, outre la part ARENH à 42 €/MWh, par un prix de marché moyen à terme lissé pour 2025 des 2 années précédentes de 103 €/MWh *versus* 192 €/MWh pour 2024, et un prix de l'écrêtement ARENH de 74 €/MWh pour 2025 *versus* 102 €/MWh pour 2024.

La production hydraulique après une année 2024 exceptionnelle contribue également à la baisse de l'EBITDA ((1,3) milliard d'euros) ; son effet est partiellement compensé par la hausse de la production nucléaire (+ 0,7 milliard d'euros).

France - Activités régulées

La hausse de 1 946 millions d'euros de l'EBE est essentiellement portée par Enedis pour 1 860 millions d'euros. Elle s'explique principalement par un effet prix positif estimé à environ 1,6 Md€, en raison de l'évolution du TURPE [2] et des achats d'énergie pour compenser les pertes réseaux effectués à des prix de marché moins élevés qu'en 2024 (0,5 Md€).

(1) Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du Code de l'énergie.
(2) Indexation de + 4,8 % au 1er novembre 2024 et de + 7,7 % au 1er février 2025 du TURPE 6 distribution et de - 1,92 % au 1er août du TURPE 7 distribution.

EDF power solutions

L'EBE du segment EDF power solutions diminue de (865) millions d'euros par rapport à 2024.

La baisse de (520) millions d'euros de l'EBE d'**EDF power solutions** (en tant qu'entité juridique, anciennement EDF Renouvelables) provient essentiellement de la rotation du portefeuille, avec en particulier des opérations significatives sur des parcs aux États-Unis et au Brésil faites en 2024.

En **Belgique**, le recul de (96) millions d'euros de l'EBE s'explique essentiellement par un effet prix négatif, une baisse de la production, ainsi que la révision triennale des provisions nucléaires.

Au **Brésil**, l'EBE est en baisse de (214) millions d'euros du fait de la fin du *Power Purchase Agreement* attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense en décembre 2024 pour laquelle un accord de cession a été signé en 2025.

Dalkia

L'augmentation de 47 millions d'euros de l'EBE de Dalkia s'explique par la performance des activités commerciales et de travaux en France et à l'international dans les services d'efficacité énergétique et les activités de décarbonation, notamment dans les réseaux de chaleur et l'industrie. Cette hausse permet de compenser la baisse d'activité liée à l'arrêt d'une partie du parc de cogénérations gaz.

Industrie et Services

Les commandes pour le projet Sizewell C au Royaume-Uni et un niveau d'activité accru de la Base Installée et du Contrôle Commande aux États-Unis expliquent la hausse de l'EBE de Framatome. Les prises de commande s'établissent à environ 5,9 milliards d'euros à fin 2025.

L'EBE d'Arabelle Solutions s'élève à 12 millions d'euros ((63) millions d'euros en contributif Groupe). L'entreprise a annoncé un investissement de 350 millions d'euros d'ici 2027 pour l'extension de son usine de Belfort pour renforcer sa capacité industrielle.

Royaume-Uni

La baisse de (1 217) millions d'euros de l'EBE s'explique par le recul de la production nucléaire de 4,4 TWh en lien avec les arrêts fortuits, notamment à Hartlepool, et un programme de maintenance plus chargé, ainsi que par l'impact de la baisse des prix de marché sur les prix nucléaires réalisés.

Par ailleurs, les activités de commercialisation font face à une concurrence accrue dans un contexte de moindre volatilité des prix de marché.

Italie

La baisse de (454) millions d'euros de l'EBE s'explique en particulier dans les activités gaz, par de moindres opportunités d'optimisation du portefeuille gaz à long terme.

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

Dans les activités de commercialisation, malgré la croissance du nombre de clients, les marges sont en retrait.

Autres

La hausse de 34 millions d'euros de l'EBE des **activités gazières** s'explique par l'optimisation des positions prises dans le contrat avec le terminal de Dunkerque, malgré une dégradation des marges dans les activités de stockage.

Dans un contexte de baisse importante des prix et de marché incertain, l'EBE d'**EDF Trading** est en baisse mais reste supérieur au niveau des résultats d'avant la crise énergétique.

5.1.2.6 Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation s'établit à 13 104 millions d'euros, en baisse de (5 223) millions d'euros et en baisse organique de (5 010) millions d'euros.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**29 256**	**36 523**	**(7 267)**	**- 19,9 %**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de *trading*	(611)	443	(1 054)	- 237,9 %
Dotations aux amortissements*	(12 451)	(11 970)	(481)	4,0 %
(Pertes de valeur)/reprises	(4 165)	(1 835)	(2 330)	127,0 %
Autres produits et charges d'exploitation	1 075	(4 834)	5 909	- 122,2 %
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	**13 104**	**18 327**	**(5 223)**	**- 28,5 %**

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

5.1.2.6.1 Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées en 2025 s'élèvent à 4 165 millions d'euros et comprennent notamment les dépréciations nettes d'actifs :

- sur le secteur Royaume-Uni pour un total de 3 578 millions d'euros dont 3 552 millions d'euros liés au Projet Hinkley Point C (HPC) (révision des coûts et du calendrier du projet, baisse du prix CfD consécutive à l'encaissement de la rémunération reçue par Hinkley Point C au titre du savoir-faire du projet HPC et de l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C pour 1 613 millions d'euros et hausse du CMPC) ;
- sur le secteur EDF power solutions pour un total de 359 millions d'euros ;
- sur le secteur France – Activités de production et commercialisation pour 177 millions d'euros.

Les principes et les résultats des tests de perte de valeur sont présentés en note 9.7 « Pertes de valeur/reprises » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2025.

5.1.2.6.2 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation correspondent à un produit de 1 075 millions d'euros en 2025. Ils comprennent principalement la rémunération reçue par Hinkley Point C de Sizewell C pour 1 613 millions d'euros, le résultat de cession par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour 152 millions d'euros et des provisions en lien avec les litiges environnementaux en Italie pour (390) millions d'euros.

5.1.2.7 Résultat financier

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(3 377)	(4 094)	717	- 17,5 %
Effet de l'actualisation	(3 428)	(3 190)	(238)	7,5 %
Autres produits et charges financiers	5 230	6 352	(1 122)	- 17,7 %
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 575)**	**(932)**	**(643)**	**69,0 %**

Le résultat financier représente une charge de (1 575) millions d'euros en 2025, en diminution de (643) millions d'euros par rapport à 2024 en raison de :

- la performance du portefeuille des actifs dédiés plus faible (6,8 % *vs* 10,8 % en 2024), liée à des marchés actions moins favorables en 2025 (impact estimé à (1,1) milliard d'euros). Le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés est de 108,8 % *versus* 104,7 % à fin 2024 ;
- la gestion active de la dette, dans un contexte de recul des taux d'intérêt, qui a permis de diminuer le coût de l'endettement financier brut de 717 millions d'euros. Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 3,40 % à fin décembre 2025 contre 3,85 % à fin décembre 2024 ;
- la hausse des charges de désactualisation de (238) millions d'euros principalement liée à la hausse de l'assiette des provisions nucléaires, la charge 2025 embarquant, comme en 2024, un effet favorable d'une hausse du taux d'actualisation réel de 10 bp (sans impact cash).

Le résultat financier courant est en amélioration de 378 millions d'euros à (3 332) millions d'euros. Il est retraité des éléments non récurrents qui sont essentiellement composés de la variation de juste valeur du portefeuille d'actifs dédiés pour 1 902 millions d'euros.

5.1.2.8 Résultats nets

Le **résultat net courant** s'élève à 9 601 millions d'euros *versus* 15 233 millions d'euros en 2024 soit une diminution de (5 632) millions d'euros principalement due au recul de l'EBE pour (7 267) millions d'euros. La charge d'impôt est en baisse de 1 246 millions d'euros en lien avec celle du résultat, malgré un taux effectif d'impôt de 31,6 %, impacté notamment par la contribution exceptionnelle.

Le résultat net courant n'est pas défini par les normes IFRS. Il correspond au résultat net part du Groupe, 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 »).

Le **résultat net part du Groupe** de 8 367 millions d'euros *versus* 11 406 millions d'euros en 2024 est en recul de (3 039) millions d'euros en raison, d'une part du recul de l'EBE et d'autre part des principaux éléments après impôt non courants suivants :

- une dépréciation de la valeur du projet Hinkley Point C pour 2,5 milliards d'euros essentiellement en raison de la baisse de 3 £$_{2012}$/MWh du contrat pour différence à 89,5 £$_{2012}$/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 Md£ au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié, et du décalage de 12 mois de la mise en service de l'Unité 1 lié aux travaux électromécaniques ;
- la variation de juste valeur des instruments financiers et les dépréciations de prêts actionnaires pour (827) millions d'euros ;
- la variation de la volatilité des commodités pour (772) millions d'euros.

5.1.3 *Cash-flow et endettement financier net*

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
EBE	**29 256**	**36 523**	**(7 267)**	**- 19,9 %**
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE [1]	1 002	(1 522)	2 524	- 165,8 %
EBE Cash	**30 258**	**35 001**	**(4 743)**	**- 13,6 %**
Variation du besoin en fonds de roulement net	2 079	(1 452)	3 531	- 243,2 %
Investissements nets [2]	(24 026)	(22 402)	(1 624)	7,2 %
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées	1 252	53	1 199	n.a.
Cash-flow opérationnel	**9 563**	**11 200**	**(1 637)**	**- 14,6 %**
Cessions d'actifs	868	9	859	n.a.
Impôt sur le résultat payé	(2 668)	(3 384)	716	- 21,2 %
Frais financiers nets de produits financiers	(1 796)	(2 362)	566	- 24,0 %
Actifs dédiés	(136)	(344)	208	- 60,5 %
Dividendes versés en numéraire	(2 966)	(1 252)	(1 714)	136,9 %
Cash-flow Groupe	**2 865**	**3 868**	**(1 003)**	**- 25,9 %**
Émissions TSDI	1 236	1 728	(492)	- 28,5 %
Rachats TSDI	(1 234)	(3 742)	2 508	- 67,0 %
Autres variations monétaires	147	(523)	670	- 128,1 %
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	**3 014**	**1 332**	**1 682**	**126,3 %**
Effet de la variation de change	177	(240)	417	- 173,8 %
Autres variations non monétaires	(342)	(1 057)	715	- 67,6 %
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	**2 849**	**35**	**2 814**	**n.a.**
Endettement financier net ouverture	**54 346**	**54 381**	**(35)**	**- 0,1 %**
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	**51 496**	**54 346**	**(2 850)**	**- 5,2 %**

(1) Les éléments non monétaires incluent 1 869 millions d'euros de variation de juste valeur chez EDF trading.

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

5.1.3.1 Cash-flow opérationnel

Le **cash-flow opérationnel** s'établit à 9 563 millions d'euros. Il est essentiellement lié au cash généré par les activités régulées et non régulées en France et les activités de *trading*, ainsi que l'encaissement de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié.

Le **besoin en fonds de roulement** diminue de 2 079 millions d'euros, essentiellement en raison de :

- une amélioration de 3 498 millions d'euros en raison de la diminution des créances clients liée principalement à la baisse des prix ;
- une dégradation de 1 400 millions d'euros liée à un déficit de compensation des charges dans le mécanisme de CSPE.

5.1.3.1.1 Investissements nets

Les **investissements nets** (hors cessions) atteignent **24 026 millions d'euros**, en hausse de 1 624 millions d'euros en raison principalement du projet Hinkley Point C et du programme EPR2, ainsi que du développement et de l'adaptation des réseaux au changement climatique. En 2024, les investissements intégraient l'acquisition d'Arabelle Solutions et des 5 % d'Assystem dans le capital de Framatome pour 0,9 milliard d'euros.

(en millions d'euros)	2025	2024	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	7 865	8 471	(606)	- 7, 2 %
France - Activités régulées	6 524	5 582	942	16,9 %
EDF power solutions	1 650	2 020	(370)	- 18,3 %
Dalkia	455	391	64	16,4 %
Industrie et Services	822	511	311	60,9 %
Royaume-Uni	5 908	5 007	901	18,0 %
Italie	703	612	91	14,9 %
Autres	99	(192)	292	- 152,1 %
INVESTISSEMENTS NETS	**24 026**	**22 402**	**1 624**	**7,2 %**

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en baisse de (606) millions d'euros, principalement du fait de l'acquisition d'Arabelle Solutions et du rachat des parts d'Assystem dans Framatome réalisées en 2024, sans équivalent en 2025, partiellement compensées par la montée en puissance du projet EPR2 et de l'augmentation des investissements sur le parc existant (Grand Carénage).

Les investissements nets du segment **France – Activités régulées** sont en augmentation de 942 millions d'euros en raison notamment de l'augmentation des travaux de raccordements, renforcement et modernisation du réseau et du projet Insulaire Larivot.

Les investissements nets du nouveau segment **EDF power solutions** sont en baisse de (370) millions d'euros essentiellement liée à des opérations de refinancement sur les actifs existants.

Au **Royaume-Uni,** la hausse des investissements nets de 901 millions d'euros traduit la poursuite du chantier Hinkley Point C pour 0,7 milliard d'euros ainsi qu'un effet positif de 0,3 milliard d'euros lié à Sizewell C avec le remboursement des frais développement pour 0,6 milliard d'euros et un réinvestissement de (0,3) milliard d'euros. Pour rappel, le projet Sizewell C a été déconsolidé en décembre 2024.

Les investissements nets du segment **Industrie et Services** sont en augmentation de 311 millions d'euros en raison de croissances externes réalisées par Framatome (sociétés Valseve et Segault), et ceux du segment **Autres** sont en hausse de 292 millions d'euros, en lien avec les financements externes reçus par EDF IG en 2024 sans équivalent en 2025.

5.1.3.2 Cash-flow Groupe et autres éléments

Le cash-flow Groupe s'établit à 2 865 millions d'euros *versus* 3 868 millions d'euros à la fin 2024. Il s'explique par un cash-flow opérationnel de 9 563 millions d'euros, les cessions réalisées par Edison de son activité de stockage de gaz en Italie (Stoccaggio), d'Elpedison et la réception d'un complément de prix sur la cession de son activité E&P (Cassiopea), pour 852 millions d'euros, et la distribution d'une prime d'émission de 2 000 millions d'euros à l'État.

5.1.3.2.1 Actifs dédiés

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

Les flux nets sur actifs dédiés s'élèvent à (136) millions d'euros à fin décembre 2025. Ils correspondent :

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

À fin décembre 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,8 % *versus* 104,7 % à fin décembre 2024. Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur la période.

5.1.3.2.2 Distributions de l'émetteur

À fin décembre 2025, le Groupe a distribué 2 966 millions d'euros, dont :

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

5.1.3.2.3 Autres variations non monétaires

L'effet de change a un impact favorable de 177 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, principalement lié à la dépréciation du dollar américain et de la livre sterling par rapport à l'euro [(1)].

Les autres variations non monétaires s'établissent à (342) millions d'euros à fin décembre 2025 contre (1 057) millions à fin décembre 2024. Elles sont principalement constituées des nouveaux contrats de location (IFRS 16), de variations de juste valeur de la dette et d'intérêts courus sur les dettes financières. La variation par rapport à décembre 2024 s'explique principalement par les variations de juste valeur de la dette compte tenu de l'appréciation de l'euro face aux autres monnaies.

5.1.3.3 Endettement financier net

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

L'endettement financier net atteint 51 496 millions d'euros à la fin 2025, en diminution de 2 850 millions d'euros par rapport à fin 2024. Cette baisse est portée principalement par le cash-flow Groupe positif.

EDF a émis plus de 4,9 milliards d'euros d'obligations vertes pour financer le développement de ses activités nucléaires et renouvelables, y compris Hinkley Point C après l'élargissement du *Green Financing Framework*.

Amélioration de la notation d'EDF par S&P à BBB+ stable en janvier 2026.

(1) Dépréciation de 4,98 % de la livre sterling face à l'euro : 1,1460 €/£ au 31 décembre 2025 et 1,2060 €/£ au 31 décembre 2024. Dépréciation de 11,58 % du dollar américain face à l'euro : 0,8511 €/$ en décembre 2025 et 0,9626 €/$ au 31 décembre 2024.

5.1.3.3.1 Décomposition de l'endettement financier net

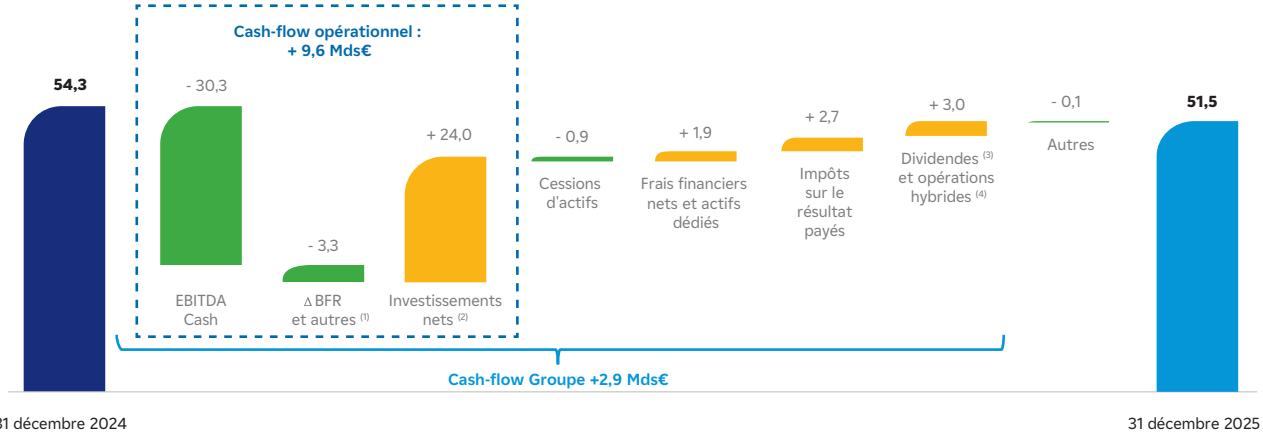
(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Emprunts et dettes financières [1]	84 238	81 802
Dérivés de couvertures des dettes et appels de marge versés [2]	(415)	(1 872)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(7 641)	(7 597)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	(24 700)	(17 999)
Dérivés de couverture des actifs liquides	14	12
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**51 496**	**54 346**

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Incluant au 31 décembre 2025 (902) millions d'euros d'appels de marge versés sur dérivés de couverture des dettes comptabilisés en « Prêts et créances financières » ((151) millions d'euros au 31 décembre 2024 comptabilisés en « Trésorerie et équivalents de trésorerie », non retraités dans l'information comparative).

5.1.3.3.2 Variation de l'endettement net

En milliards d'euros



(1) Dont 2,1 Mds€ de variation du BFR et 1,6 Md£ correspondant au versement réalisé par Sizewell (savoir-faire et effet de série de Hinkley Point C).
(2) Investissements nets y compris subventions et rotation de portefeuille d'actifs.
(3) Dont 2 Mds€ de distribution de primes d'émission à l'État.
(4) L'annonce du remboursement le 16 décembre 2025 des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 et le 22 janvier 2014 entraine leur reclassement en autres dettes financières pour le montant total restant en circulation de 0,5 Md€.

5.1.4 *Perspectives*

EBE 2026 solide, attendu en léger retrait dans un contexte de baisse des prix de marché.

Production nucléaire en France, estimée à 350-370 TWh en 2026 et 2027, et à 345-375 TWh en 2028.

Objectifs 2027 confirmés [1]

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

Dette économique ajustée/EBE ajusté [2] : ≤ **4x.**

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

5.2 Évènements postérieurs à la clôture

Les évènements postérieurs à la clôture sont décrits en note 23 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2025.

5.3 Évènements postérieurs à l'arrêté des comptes

- Le 16 mars 2026 [1], le Groupe EDF a annoncé avoir finalisé la cession de la centrale à cycle combiné gaz de Norte Fluminense au Brésil à Âmbar Energia, filiale du groupe J&F SA. La transaction, conclue après l'obtention de l'ensemble des autorisations réglementaires requises, est valorisée à 1,4 milliard de réals brésiliens, soit environ 230 M€.
- Le 27 mars 2026 [2], EDF et TotalEnergies ont signé un Contrat d'Allocation de Production Nucléaire (CAPN) de douze ans, à compter du 1er janvier 2028, afin de sécuriser l'approvisionnement en électricité bas carbone des sites français de Raffinage & Chimie de TotalEnergies. EDF allouera au Groupe une quote-part de la puissance de son parc nucléaire, couvrant environ 60 % de ses besoins estimés à 400 MW. Ce contrat permettra à EDF de partager les risques liés et les coûts associés à la variabilité de production, EDF demeurant seul responsable de l'exploitation de ses actifs.

5.4 Évolution des prix de marchés à fin février 2026

Le prix spot de l'électricité sur la période janvier-février 2026 s'est établi en moyenne à 74,7 €/MWh en base et 84,4 €/MWh en pointe, évoluant entre -0,09 €/MWh et 244,39 €/MWh.

Le prix base se situe en moyenne 36,2 €/MWh au-dessous de son niveau de 2025 sur la même période.

Par comparaison aux mois de janvier et février 2025, la baisse des prix spot résulte d'une demande moyenne en baisse liée notamment à des températures clémentes en février, combinée à une hausse de la production renouvelable [3], notamment éolienne, ce qui entraîne une baisse de la demande résiduelle [4].

Le produit calendaire français pour livraison l'année suivante a perdu près de 13,1 €/MWh par rapport à son niveau de fin février 2025, clôturant ainsi le mois à 50,04 €/MWh. L'essentiel de la baisse a eu lieu au cours de l'année 2025 (prix du *calendar baseload* 2027 au 31 décembre 2025 : 50,65 €/MWh) et, depuis le début de l'année 2026, le cours a varié entre 48,75 €/MWh et 52,89 €/MWh dans le sillage des variations du gaz et du CO_2. Le prix du produit à terme calendaire français se maintient désormais durablement en dessous de ceux de ses homologues italien, suisse, belge, allemand, et espagnol. Il est à noter que le *spread* France-Allemagne sur le produit 2027 a atteint - 36,1 €/MWh le 27 janvier 2026, soit son niveau le plus bas jamais atteint. Cette divergence découle des différences de mix de production électrique entre les deux pays, de l'équilibre offre-demande excédentaire de la France et des limitations des capacités d'export aux interconnexions.

En janvier-février 2026, les prix gaz spot pour l'indice PEG se sont établis en moyenne à 32,6 €/MWh, en baisse de 16,6 €/MWh par rapport à la même période en 2025. Les cours du gaz ont fortement baissé durant l'année 2025, en raison d'une demande européenne en baisse confrontée à une offre de GNL en hausse. Les prix en janvier et février ont été cependant soutenus par différents facteurs : les températures froides en janvier ont soutenu la demande et entraîné un soutirage important dans les stocks européens, une tempête hivernale aux États-Unis a perturbé les exports de GNL, et la demande asiatique en hausse a fait concurrence à la demande européenne de GNL. À fin février, le prix du gaz pour livraison en France en ruban pour l'année 2027 est de 26.3 €/MWh, en hausse de 1.45 €/MWh par rapport au prix au 31 décembre 2025 (24,81 €/MWh).

Le prix du certificat d'émission de CO_2 pour livraison en décembre 2026 a clôturé fin février à 70,3 €/t, stable par rapport à son niveau fin février 2025. Après une forte progression en 2025 et jusqu'au 15 janvier 2026 (92,24 €/t), le cours s'est fortement replié durant la deuxième moitié du mois de janvier et en février, le marché réagissant aux discours ciblant la politique climatique ou plus spécifiquement l'EU ETS (notamment le président américain à Davos en janvier, le chancelier allemand à Anvers le 11 février 2026).

Effets du conflit au Moyen-Orient sur les prix de marché

En mars 2026, le conflit au Moyen-Orient a affecté significativement les marchés de l'énergie. Le prix du gaz a réagi principalement à la fermeture du trafic dans le détroit d'Ormuz, par lequel transitent près d'un cinquième du GNL mondial, à la suspension de la production de GNL de l'entreprise qatarie QatarEnergy, et aux bombardements affectant le champ gazier iranien de South Pars et les infrastructures de liquéfaction de gaz qataries du champ de North Field. Dans un contexte où les stocks européens sont à un niveau bas et où la concurrence avec l'Asie pour attirer les cargos est vive, les prix du gaz pour livraison en 2026 et 2027 ont fortement augmenté en Europe. Ainsi, le prix du gaz pour livraison en France en ruban pour l'année 2027 est de 45,96 €/MWh à la clôture du 19 mars.

Le produit calendaire français pour livraison en 2027 a augmenté dans le sillage du gaz mais de manière modérée au 19 mars pour atteindre 56,96 €/MWh.

(1) Voir le communiqué de presse d'EDF du 16 mars 2026 « EDF annonce l'exercice de l'option de remboursement d'obligations hybride ».
(2) Voir le communiqué de presse d'EDF du 27 mars 2026 « TotalEnergies signe avec EDF un partenariat de long terme pour sécuriser l'approvisionnement en électricité bas carbone de ses sites de Raffinage & Chimie en France ».
(3) Productions éolienne, solaire, hydraulique fil de l'eau, cogénérations et biomasse.
(4) Consommation restante après déduction de la production ENR fatale.



États financiers

6.

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2025 350
Compte de résultat consolidé 350
État du résultat global consolidé 351
Bilan consolidé 352
Tableau de flux de trésorerie consolidé 353
Variation des capitaux propres consolidés 354
Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés 355
Annexe aux comptes consolidés 357

6.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 464

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025 469
Compte de résultat 471
Bilan 472
Annexe aux comptes sociaux 474
Compte de résultat 479
Bilan 490
Autres informations 531

6.4 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels 543

6.5 Politique de distribution de dividendes 547
6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices 547
6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré 547
6.5.3 Délai de prescription 547

6.6 Autres informations 548
6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices 548
6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale 548
6.6.3 Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-14 et D. 441-6 du Code de commerce) 549
6.6.4 Montant des prêts interentreprises consentis 549
6.6.5 Informations sur les succursales existantes – L. 231-1 du Code de commerce 550

6.7 Reporting d'allocation et d'impact des fonds levés dans le cadre des Financements Verts d'EDF 550

6.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2025

Les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, établis conformément aux normes IAS-IFRS, figurent ci-après. Ils seront soumis à l'approbation de l'Assemblée générale.

Compte de résultat consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Chiffre d'affaires	5.1	113 266	118 690
Achats de combustible et d'énergie	5.2	(56 881)	(54 217)
Autres consommations externes[1]		(13 953)	(13 548)
Charges de personnel[1]	5.3	(15 163)	(14 166)
Impôts et taxes	5.4	(3 407)	(4 142)
Autres produits et charges opérationnels	5.5	5 394	3 906
Excédent brut d'exploitation	**5**	**29 256**	**36 523**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*	17.5	(611)	443
Dotations aux amortissements		(12 451)	(11 970)
(Pertes de valeur)/reprises	9.7	(4 165)	(1 835)
Autres produits et charges d'exploitation	6	1 075	(4 834)
Résultat d'exploitation		**13 104**	**18 327**
Coût de l'endettement financier brut	7.1	(3 377)	(4 094)
Effet de l'actualisation	7.2	(3 428)	(3 190)
Autres produits et charges financiers	7.3	5 230	6 352
Résultat financier	**7**	**(1 575)**	**(932)**
Résultat avant impôt des sociétés intégrées		**11 529**	**17 395**
Impôts sur les résultats	8	(3 641)	(4 887)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	670	(683)
Résultat net des activités en cours de cession		-	29
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		**8 558**	**11 854**
Dont résultat net - part du Groupe		**8 367**	**11 406**
Résultat net des activités poursuivies		8 367	11 378
Résultat net des activités en cours de cession		-	28
Dont résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		**191**	**448**
Activités poursuivies		191	447
Activités en cours de cession		-	1

(1) Les autres consommations externes et les charges de personnel sont nettes de la production stockée et immobilisée. Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « Autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « Charges de personnel » sans impact sur l'EBE. L'information comparative de l'exercice 2024 a été retraitée en conséquence (voir notes 5 et 5.3).

État du résultat global consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2025			2024		
		Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total	Part du Groupe	Part attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Résultat net consolidé		**8 367**	**191**	**8 558**	**11 406**	**448**	**11 854**
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie							
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - variation brute	17.5.5	3 619	12	3 631	2 146	(7)	2 139
Juste valeur des couvertures de flux de trésorerie - effets d'impôt		(934)	7	(927)	(534)	1	(533)
Juste valeur des couvertures sur les investissements nets							
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - variation brute	17.5.5	833	-	833	(666)	-	(666)
Juste valeur des couvertures d'investissements nets - effets d'impôt		(92)	-	(92)	10	-	10
Juste valeur des titres de dettes							
Juste valeur des titres de dettes - variation brute	17.1.2	(16)	-	(16)	539	-	539
Juste valeur des titres de dettes - effets d'impôt		4	-	4	(139)	-	(139)
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies)							
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - variation brute	17.5.5	(206)	-	(206)	133	-	133
Juste valeur des coûts de couverture (écart de base entre monnaies) - effets d'impôt		53	-	53	(34)	-	(34)
Écarts de conversion des entités contrôlées		**(2 141)**	**(398)**	**(2 539)**	**1 356**	**385**	**1 741**
Quote part des éléments recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		**(509)**	**-**	**(509)**	**166**	**(7)**	**159**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres recyclables en résultat		***611***	***(379)***	***232***	***2 977***	***372***	***3 349***
Juste valeur des titres de capitaux propres							
Juste valeur des titres de capitaux propres - variation brute	17.1.2	95	1	96	8	-	8
Juste valeur des titres de capitaux propres - effets d'impôt		-	-	-	-	-	-
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi							
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - variation brute	15.1.4	1 406	14	1 420	(791)	67	(724)
Écarts actuariels sur les avantages postérieurs à l'emploi - effets d'impôt		(118)	(5)	(123)	7	(19)	(12)
Quote part des éléments non recyclables en résultat des entreprises associées et des coentreprises		**1**	**-**	**1**	**149**	**-**	**149**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres non recyclables en résultat		***1 384***	***10***	***1 394***	***(627)***	***48***	***(579)***
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres		**1 995**	**(369)**	**1 626**	**2 350**	**420**	**2 770**
RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ		**10 362**	**(178)**	**10 184**	**13 756**	**868**	**14 624**
Dont résultat global des activités poursuivies		*10 362*	*(178)*	*10 184*	*13 727*	*868*	*14 595*
Dont résultat global des activités en cours de cession		-	-	-	*29*	-	*29*

Bilan consolidé

ACTIF	Notes	31/12/2025	31/12/2024
(en millions d'euros)			
Goodwill	9.1	6 972	7 108
Autres actifs incorporels	9.2	13 182	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.3-9.4	111 936	108 100
Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France	10.1	71 398	68 663
Immobilisations en concessions des autres activités	9.5	6 682	6 616
Participations dans les entreprises associées et les coentreprises	11	8 828	10 167
Actifs financiers non courants	17.1	56 551	55 951
Autres débiteurs non courants	12.4	1 978	1 979
Impôts différés actifs	8.3	2 807	4 553
Actif non courant		**280 334**	**275 704**
Stocks	12.2	19 167	19 248
Clients et comptes rattachés	12.3	21 665	24 139
Actifs financiers courants[1]	17.1	32 638	26 739
Actifs d'impôts courants		698	834
Autres débiteurs courants	12.4	12 214	10 355
Trésorerie et équivalents de trésorerie[1]	17.2	7 641	7 597
Actif courant		**94 023**	**88 912**
Actifs détenus en vue de leur vente	3.2	-	589
TOTAL DE L'ACTIF		**374 357**	**365 205**

CAPITAUX PROPRES ET PASSIF	Notes	31/12/2025	31/12/2024
(en millions d'euros)			
Capital	13	2 084	2 084
Réserves et résultats consolidés		68 269	60 771
Capitaux propres - part du Groupe		***70 353***	***62 855***
Intérêts attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	13.4	10 824	11 029
Total des capitaux propres	**13**	**81 177**	**73 884**
Provisions liées à la production nucléaire - Aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs	14	67 577	68 829
Provisions pour avantages du personnel	15	16 158	17 284
Autres provisions	16	6 634	6 022
Provisions non courantes		**90 369**	**92 135**
Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France	10.2	51 154	50 603
Passifs financiers non courants	17.3	70 232	71 096
Autres créditeurs non courants	12.6	5 503	6 039
Impôts différés passifs	8.3	1 160	1 070
Passif non courant		**218 418**	**220 943**
Provisions courantes	14, 15.1 et 16	6 450	6 920
Fournisseurs et comptes rattachés	12.5	21 322	19 466
Passifs financiers courants	17.3	22 119	18 888
Dettes d'impôts courants		308	351
Autres créditeurs courants	12.6	24 535	24 631
Passif courant		**74 734**	**70 256**
Passifs détenus en vue de leur vente	3.2	28	122
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF		**374 357**	**365 205**

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Tableau de flux de trésorerie consolidé

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Opérations d'exploitation			
Résultat net consolidé		**8 558**	**11 854**
Résultat net des activités en cours de cession		**-**	**29**
Résultat net des activités poursuivies		**8 558**	**11 825**
Pertes de valeur / (reprises)	9.7	4 165	1 835
Amortissements, provisions et variations de juste valeur		14 191	14 027
Produits et charges financiers		656	1 076
Dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises		697	582
Plus ou moins-values de cession		272	141
Impôt sur les résultats	8	3 641	4 887
Quote-part du résultat net des entreprises associées et des coentreprises	11	(670)	683
Variation du besoin en fonds de roulement	12.1	2 080	(1 452)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation		***33 590***	***33 604***
Frais financiers nets décaissés		(1 797)	(2 362)
Impôts sur le résultat payés		(2 668)	(3 384)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation poursuivies		**29 125**	**27 858**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation en cours de cession		**-**	**29**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation		**29 125**	**27 887**
Opérations d'investissement			
Investissements en titres de participation déduction faite de la trésorerie acquise		(89)	(557)
Cessions de titres de participation déduction faite de la trésorerie cédée		964	88
Investissements incorporels et corporels	9.6	(24 832)	(24 779)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues[1]		400	-
Produits de cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles		342	148
Variations d'actifs financiers[2]	17.1.2	(7 392)	1 140
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies		**(30 607)**	**(23 960)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement en cours de cession		**-**	**(29)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement		**(30 607)**	**(23 989)**
Opérations de financement			
Augmentation de capital EDF		-	-
Transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle[3]		105	2 840
Distributions versées par EDF		(2 000)	-
Dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle		(433)	(670)
Flux de trésorerie avec les actionnaires		***(2 328)***	***2 170***
Émissions d'emprunts	17.3.2	18 691	15 385
Remboursements d'emprunts[4]	17.3.2	(14 912)	(26 564)
Émissions de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI)	13.3	1 236	1 728
Rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée	13.3	(533)	(582)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues[1]		-	676
Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement		***4 482***	***(9 357)***
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement poursuivies		**2 154**	**(7 187)**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement en cours de cession		**-**	**-**
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement		**2 154**	**(7 187)**
Flux de trésorerie des activités poursuivies		672	(3 289)
Flux de trésorerie des activités en cours de cession		-	-
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		**672**	**(3 289)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**7 597**	**10 775**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie		672	(3 289)
Variations de change		(426)	174
Autres variations non monétaires		(202)	(63)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**17.2**	**7 641**	**7 597**

(1) Au 31 décembre 2025, les « Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession et subventions d'investissements reçues » qui étaient présentées au sein des « Autres flux de trésorerie liés aux opérations de financement » sont reclassées au sein des « Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement poursuivies » pour un montant de 400 millions d'euros (676 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros (589 millions d'euros au 31 décembre 2023). Ce reclassement impacte la ligne « Variations d'actifs financiers » pour -751 millions d'euros au 31 décembre 2025, l'impact aurait été de +433 millions d'euros au 31 décembre 2024 si l'information comparative avait été retraitée.

(3) Comprenaient en 2024, l'augmentation de capital du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 359 millions d'euros, l'augmentation de capital de Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros, ainsi que le rachat des parts minoritaires de Framatome détenues par Assystem pour (205) millions d'euros.

(4) Dont (2 007) millions d'euros au titre du rachat des TSDI en 2025 ((3 031) millions d'euros en 2024).

Variation des capitaux propres consolidés

La variation des capitaux propres du 1er janvier au 31 décembre 2025 se présente comme suit :

(en millions d'euros)	Capital	Écarts de conversion	Écarts de réévaluation des instruments financiers (OCI recyclable) (1)	Autres réserves consolidées et résultat (2)	Capitaux propres part du Groupe	Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total capitaux propres
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2023	**2 084**	**(19)**	**(1 732)**	**51 835**	**52 168**	**11 951**	**64 119**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	1 598	1 379	(627)	2 350	420	2 770
Résultat net	-	-	-	11 406	11 406	448	11 854
Résultat global consolidé	**-**	**1 598**	**1 379**	**10 779**	**13 756**	**868**	**14 624**
Rémunération des TSDI	-	-	-	(582)	(582)	-	(582)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	(1 962)	(1 962)	-	(1 962)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(672)	(672)
Autres variations(3)	-	-	(4)	(521)	(525)	(1 118)	(1 642)
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2024	**2 084**	**1 579**	**(357)**	**59 549**	**62 855**	**11 029**	**73 884**
Total des gains et pertes comptabilisés en capitaux propres	-	(2 624)	3 235	1 384	1 995	(369)	1 626
Résultat net	-	-	-	8 367	8 367	191	8 558
Résultat global consolidé	**-**	**(2 624)**	**3 235**	**9 751**	**10 362**	**(178)**	**10 184**
Rémunération des TSDI	-	-	-	(533)	(533)	-	(533)
Émissions / rachats TSDI	-	-	-	2	2	-	2
Distributions versées par EDF	-	-	-	(2 000)	(2 000)	-	(2 000)
Dividendes distribués	-	-	-	-	-	(437)	(437)
Autres variations(3)	-	(20)	(22)	(291)	(333)	410	77
CAPITAUX PROPRES AU 31/12/2025	**2 084**	**(1 065)**	**2 856**	**66 478**	**70 353**	**10 824**	**81 177**

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

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

(3) Les « autres variations » des capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent notamment en 2025, au Royaume-Uni, l'augmentation du pourcentage de détention du groupe EDF dans le projet Hinkley Point C pour 331 millions d'euros (76,69 % en 2025 et 72,60 % en 2024). En 2024, elles comprenaient l'augmentation du pourcentage de détention du gouvernement britannique dans le projet Sizewell C pour 2 971 millions d'euros dont 2 359 millions d'euros par augmentations de capital, l'augmentation de capital de Natixis Belgique Investissements dans EDF Investissements Groupe pour 500 millions d'euros et la perte de contrôle de Sizewell C (Holding) Ltd pour (4 486) millions d'euros.

Sommaire de l'annexe aux comptes consolidés

Note 1 Référentiel comptable du Groupe 357
1.1 Évolutions du référentiel comptable 357
1.2 Principes généraux 358

Note 2 Synthèse des faits marquants 360

Note 3 Périmètre de consolidation 361
3.1 Évolutions du périmètre de consolidation 362
3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente 362

Note 4 Informations sectorielles 363
4.1 Informations par secteur opérationnel 363
4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique 364

Note 5 Excédent brut d'exploitation 365
5.1 Chiffre d'affaires 365
5.2 Achats de combustible et d'énergie 370
5.3 Charges de personnel 370
5.4 Impôts et taxes 371
5.5 Autres produits et charges opérationnels 371

Note 6 Autres produits et charges d'exploitation 373

Note 7 Résultat financier 373
7.1 Cout de l'endettement financier brut 373
7.2 Effet de l'actualisation 374
7.3 Autres produits et charges financiers 374

Note 8 Impôts sur les résultats 374
8.1 Ventilation de la charge d'impôt 375
8.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt) 375
8.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés 376
8.4 Ventilation d'impôts différés par nature 377

Note 9 Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France 377
9.1 Goodwill 378
9.2 Autres actifs incorporels 379
9.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles 381
9.4 Actifs au titre du droit d'utilisation 384
9.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France) 386
9.6 Investissements incorporels et corporels au tableau de flux de trésorerie 387
9.7 Pertes de valeur/reprises 388

Note 10 Concessions de distribution publique d'électricité en France 394
10.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France 395
10.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France 395

Note 11 Participations dans les entreprises associées et les coentreprises 396
11.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE) 396
11.2 Taishan 397
11.3 Sizewell C 397
11.4 Autres participations 397

Note 12 Besoin en fonds de roulement (BFR) 398
12.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement 398
12.2 Stocks 398
12.3 Clients et comptes rattachés 399
12.4 Autres débiteurs 400
12.5 Fournisseurs et comptes rattachés 401
12.6 Autres créditeurs 401

Note 13 Capitaux propres 402
13.1 Capital social 402
13.2 Distributions de l'émetteur 402
13.3 Titres subordonnés à durée indéterminée 403
13.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires) 404

Note 14 Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés 404
14.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France 406
14.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy 417
14.3 Provisions nucléaires en Belgique 420

Note 15 Provisions pour avantages du personnel 420
15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe 422
15.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées) 425
15.3 Royaume-Uni 427

Note 16 Autres provisions 428
16.1 Autres provisions pour déconstruction 428
16.2 Autres provisions 429

Note 17 Actifs et passifs financiers 430
17.1 Actifs financiers 430
17.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie 433
17.3 Passifs financiers 433
17.4 Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie 438
17.5 Instruments dérivés et comptabilité de couverture 441
17.6 Juste valeur des instruments financiers 446

Note 18 Indicateurs financiers 447
18.1 Résultat net courant 447
18.2 Endettement financier net 447

Note 19 Enjeux de durabilité dans les états financiers 448
19.1 Dépenses réglementaires 448
19.2 Évaluation des actifs et passifs 449
19.3 Financement durable 450
19.4 Investissements bas carbone 450
19.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité 450
19.6 EDF, un investisseur responsable 451
19.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité 451

Note 20 Passifs et actifs éventuels 451
20.1 Contrôles fiscaux 452
20.2 Contentieux ARENH – Force majeure 452
20.3 Edison 452
20.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France 453
20.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique 453
20.6 Contentieux E-Pango 453
20.7 Contentieux indemnitaire ENGIE 454
20.8 Contrats de consultants - Enquête pénale 454
20.9 EDF Belgium - Tihange 1 454
20.10 Litiges en matière sociale 454
20.11 Arbitrage Venture Global 454
20.12 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs 454

Note 21 Engagements hors bilan 454
21.1 Engagements donnés 454
21.2 Engagements reçus 457

Note 22 Parties liées 458
22.1 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État 458
22.2 Rémunération des organes d'administration et de direction 459

Note 23 Événements postérieurs à la clôture 459

Note 24 Principales sociétés du périmètre de consolidation 460

Note 25 Honoraires des Commissaires aux comptes 462

Annexe aux comptes consolidés

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

Les comptes consolidés reflètent la situation comptable de la Société et de ses filiales (l'ensemble constituant le « Groupe ») ainsi que les intérêts du Groupe dans les entreprises associées, les partenariats qualifiés d'activités conjointes et les coentreprises pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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

Les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2025 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 19 février 2026.

Note 1 *Référentiel comptable du Groupe*

En application du règlement européen 1606/2002 du 19 juillet 2002, les principes comptables retenus pour la préparation et la présentation des comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2025 sont conformes aux normes et interprétations IFRS telles qu'adoptées par l'Union européenne au 31 décembre 2025.

La monnaie fonctionnelle de la société mère est l'euro. Les états financiers du Groupe sont présentés en millions d'euros. Les totaux des tableaux étant issus de montants non arrondis, des écarts peuvent exister entre ceux-ci et la somme des montants arrondis des éléments dont ils sont constitués.

Les états financiers consolidés sont préparés sur la base du coût historique à l'exception des actifs et passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de certains instruments financiers, qui sont comptabilisés à la juste valeur.

Les principes et méthodes comptables appliqués sont détaillés dans les différentes notes concernées.

1.1 Évolutions du référentiel comptable

Les méthodes comptables et règles d'évaluation appliquées par le Groupe dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 sont identiques à celles utilisées dans les états financiers au 31 décembre 2024 à l'exception des textes applicables en 2025.

1.1.1 Textes publiés par l'IASB et applicables au 1er janvier 2025

Amendement d'IAS 21 - Effets des variations des taux de change – Absence de convertibilité

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

L'application de cet amendement n'entraîne pas d'impacts significatifs sur les comptes du Groupe au 31 décembre 2025.

1.1.2 Textes publiés par l'IASB et applicables à compter ou postérieurement au 1er janvier 2026

Textes applicables à compter du 1er janvier 2026 (adoptés par l'Union européenne)

Le Groupe n'anticipe pas d'impact matériel résultant de la première application des textes suivants :

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

Ils précisent notamment la date à laquelle un actif ou un passif financier doit être décomptabilisé, clarifient les modalités d'application du critère SPPI (Solely Payment of Principal and Interests) aux instruments assortis de termes contractuels pouvant modifier l'échéancier ou le montant des flux de trésorerie ainsi que les informations complémentaires à fournir et mettent à jour les informations relatives aux instruments de capitaux propres comptabilisés sur option à la juste valeur en contrepartie des autres éléments du résultat global.

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

Ils précisent notamment les modalités d'application de l'exemption « own use » aux contrats d'achat d'électricité produite à partir de sources naturelles (Power Purchase Agreements – PPA physiques), les conditions d'application de la comptabilité de couverture au moyen de contrats faisant référence à ce type d'électricité (Virtual Power Purchase Agreements - VPPA) lorsque l'élément couvert porte sur un volume variable d'électricité ainsi que les informations à fournir en annexe.

Améliorations annuelles - Volume 11

Le projet annuel d'améliorations de l'IASB prévoit une série de modifications sur certaines normes IFRS qui vise notamment à clarifier certains libellés et corriger des conséquences imprévues, des conflits ou des oublis relativement mineurs.

Texte applicable à compter du 1er janvier 2027

Norme IFRS 18 : Présentation et informations à fournir dans les états financiers (adoptée par l'Union européenne)

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

Un groupe de travail a été mis en place afin de se conformer aux exigences de la norme à compter de l'exercice 2027 (pas d'application anticipée envisagée en 2026).

À date, les travaux engagés comprennent :

- la refonte de la structure du compte de résultat en tenant compte des catégories définies par la norme, incluant notamment :
  - l'examen approfondi du plan de comptes,
  - la décomposition des éléments en fonction de leur nature ou de leur sous-jacent, avec une analyse spécifique des lignes « autres produits et charges »,
  - la mise à jour des systèmes d'information ;
- la revue des Mesures de performance du management (MPMs) ;
- la mise à jour du tableau de flux de trésorerie selon les nouveaux principes définis par la norme.

1.2 Principes généraux

1.2.1 Conversion des états financiers des sociétés étrangères

Les états financiers des entités étrangères dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro sont convertis en appliquant le taux de change à la date de clôture pour le bilan et le taux de change moyen de la période pour le compte de résultat et le tableau de flux de trésorerie. Les écarts résultant de la conversion des états financiers des sociétés étrangères sont portés en capitaux propres sur la ligne « Écarts de conversion ».

Les écarts de conversion ayant trait à un élément monétaire, qui fait en substance partie intégrante de l'investissement net du Groupe dans une entreprise étrangère consolidée, sont inscrits dans les capitaux propres consolidés jusqu'à la cession ou la liquidation de cet investissement net, date à laquelle ils sont inscrits en charges ou en produits dans le résultat comme les autres différences de conversion relatives à cette entreprise.

1.2.2 Opérations en devises

Les opérations en devises étrangères sont initialement converties dans la monnaie fonctionnelle de l'entité concernée au cours en vigueur à la date de la transaction.

Lors des arrêtés comptables, les actifs et passifs monétaires en devises sont convertis au taux de clôture à cette même date. Les différences de change correspondantes sont comptabilisées dans le compte de résultat.

Toutefois, lors du versement ou de la réception d'une avance en devises ayant un caractère non monétaire, celle-ci est comptabilisée au taux du jour, sans réévaluation ultérieure.

1.2.3 Règles de présentation des états financiers

Les actifs et passifs constitutifs du besoin en fonds de roulement entrant dans le cycle normal de l'activité sont classés en courant dans le bilan consolidé. Les autres actifs et passifs sont classés en non courant d'une part, courant d'autre part, selon que leur échéance est à plus ou moins d'un an par rapport à la date de clôture.

Le compte de résultat est présenté par nature. La rubrique « Autres produits et charges d'exploitation » placée sous l'excédent brut d'exploitation comprend des éléments à caractère inhabituel par leur nature ou leur montant.

1.2.4 Jugements et estimations de la Direction du Groupe

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

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

Les principaux éléments sur lesquels le Groupe a recours à des estimations et jugements sont les suivants.

1.2.4.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

La stratégie industrielle du groupe EDF est de poursuivre l'exploitation de son parc de centrales nucléaires en France au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, le Groupe prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de Grand Carénage.

Depuis 2016, la durée d'amortissement des tranches en exploitation a été portée de 40 ans à 50 ans pour le palier 900 MW consécutivement à la réalisation des conditions techniques, économiques et de gouvernance. Pour le palier 1 300 MW, la durée d'amortissement a été portée à 50 ans en 2021.

Pour les tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et Civaux), palier qui est plus récent, la durée d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 40 ans.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions, indépendantes l'une de l'autre, sont en cours :

- 5e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN (1) en juin 2023 et l'ASN a pris position sur ce dossier en décembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASNR prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen ;
- instruction de la durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASNR et dans le cadre de la loi n°2023-491 du 22 juin 2023. L'ASNR prendra position fin 2026 sur les conditions de poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 60 ans après une phase d'expertise et d'instruction.

1.2.4.2 Provisions nucléaires

L'évaluation des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction et pour derniers cœurs est sensible à l'évolution de la règlementation ainsi qu'aux hypothèses retenues en termes de procédés techniques, coûts, taux d'inflation et taux d'actualisation à long terme, durée d'amortissement des centrales en exploitation et échéanciers de décaissements.

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté comptable afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par le Groupe.

S'agissant de la France, les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires d'EDF sont présentées en note 14.1.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion des combustibles usés et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;

(1) En 2025, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a été renommée ASNR (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection).

- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.4.3 Engagements de retraites et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraites et autres avantages à long terme et postérieurs à l'emploi repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, d'inflation et d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2025 sont détaillées en note 15.

1.2.4.4 Dépréciation des goodwill et pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des goodwill et des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. Le Groupe révise par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour (voir note 9.7).

1.2.4.5 Instruments financiers

Pour évaluer la juste valeur des instruments financiers non cotés sur un marché (principalement les titres de dettes et de capitaux propres constituant les actifs dédiés et les contrats d'énergie), le Groupe utilise des modèles de valorisation, qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses soumises à des aléas.

1.2.4.6 Énergie et acheminement en compteur

Les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations (voir note 5.1).

1.2.4.7 Obligations sur les biens à renouveler au titre des concessions de distribution publique en France

Compte tenu des spécificités des contrats de concessions de distribution publique d'électricité en France, le Groupe a retenu, pour présenter au bilan les obligations au titre des biens à renouveler, une évaluation établie sur la base du montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué aux concédants dans le cadre de comptes rendus annuels d'activité (voir note 10). L'évaluation des passifs des concessions sur les biens à renouveler est notamment sujette à des aléas en termes de coûts, de durée de vie des actifs et de dates de décaissements.

1.2.4.8 Actifs d'impôts différés

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses sur les horizons de recouvrement revêt une importance particulière pour la reconnaissance des impôts différés actifs.

1.2.4.9 Enjeux de durabilité

Le Groupe est concerné par des enjeux climatiques, de biodiversité, de gestion des ressources et des déchets. Les effets liés à ces enjeux environnementaux constituent un élément pris en compte dans les modèles utilisés pour estimer et évaluer certains éléments comptables (voir note 19), notamment dans le cadre des tests de dépréciation des actifs non financiers.

1.2.4.10 Autres jugements et estimations

En l'absence de normes ou interprétations applicables à une transaction spécifique, le Groupe fait usage de jugement pour définir et appliquer les méthodes comptables pour obtenir des informations pertinentes et fiables dans le cadre de l'établissement de ses états financiers.

Notamment, dans le cadre de l'application des normes IFRS 10 et IFRS 11, le Groupe fait usage de jugement pour apprécier le contrôle ou pour qualifier le type de partenariat dont relève une entreprise contrôlée conjointement. Ainsi, EDF a constitué des Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) pour placer une partie des fonds destinés à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement de ses installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (voir note 14.1.2.2). Compte tenu de leurs caractéristiques, des prérogatives exercées par leurs gérants ainsi que des modalités de définition des stratégies de gestion qui leur sont appliquées, le Groupe ne consolide pas ces fonds. Ils sont, par conséquent, comptabilisés en titres de dettes, en application de la norme IFRS 9.

Le Groupe détient via sa filiale Luminus, une participation de 49 % dans la société Luminus Seraing 2.0 SA. La gouvernance et les accords contractuels confèrent à Luminus le contrôle exclusif de cette entité, consolidée en intégration globale en application d'IFRS 10.

Le Groupe détient via EDF Energy, une participation de 12,5 % (16,23 % au 31 décembre 2024) dans la société Sizewell C (Holding) Limited, holding de la société portant le projet Sizewell C. Le Groupe exerce une influence notable sur cette société notamment en raison de sa représentation au sein du Conseil d'administration de cette entité, de la fourniture d'informations techniques et d'équipements essentiels au développement du projet.

1.2.5 Restrictions sur l'accès et l'utilisation des actifs et le règlement des passifs

Les principales restrictions pouvant limiter la capacité du Groupe à avoir accès ou à utiliser ses actifs et à régler ses passifs concernent les éléments suivants :

- les actifs dédiés au financement des avantages du personnel (principalement en France et au Royaume-Uni, voir note 15) et des charges relatives aux passifs nucléaires (principalement en France, voir note 14.1.2 et au Royaume-Uni, voir note 14.2) ;
- les actifs corporels et incorporels, ainsi que les passifs associés relatifs à des contrats de concession, soumis ou non à des mécanismes régulatoires (obligations de fourniture d'énergie ou de services liés à l'énergie, encadrement des investissements, obligation de remettre les ouvrages en fin de contrat, sommes dues en fin de contrat, contraintes tarifaires...). Ces restrictions s'appliquent principalement aux actifs de cette nature en France (EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et Dalkia) et dans une moindre mesure en Italie (voir note 9.5) ;
- la cession de participations du Groupe dans certaines filiales nécessiterait l'obtention d'autorisations de la part d'organismes étatiques, en particulier lorsqu'elles exercent une activité régulée ou une activité d'exploitant de centrales nucléaires (notamment pour EDF Nuclear Generation Ltd. au Royaume-Uni et Taishan (TNPJVC) en Chine) ;

- les réserves prudentielles constituées et les dispositions prises en termes de capacité de distribution, en vue de faire face aux exigences des réglementations prudentielles par les filiales d'assurance ;
- la trésorerie de certaines entités faisant appel à un financement pour lesquelles la distribution de dividendes est subordonnée au remboursement de la dette bancaire (ou au respect de ses conditions d'octroi) et des actionnaires ; ou pour lesquelles il existe des limitations réglementaires dans certains pays.

Par ailleurs, certains pactes d'actionnaires relatifs à des sociétés contrôlées par le Groupe prévoient des clauses de protection des actionnaires minoritaires conduisant à nécessiter l'obtention de leur accord pour certaines décisions.

Enfin, certains financements accordés à des entités du Groupe font l'objet de clauses de remboursement anticipé (voir note 17.4) et certaines disponibilités et équivalents de trésorerie font l'objet de restrictions (voir note 17.2).

Note 2 *Synthèse des faits marquants*

Les principaux évènements et transactions significatifs **en 2025** du Groupe sont les suivants (les renvois de notes sont vers l'annexe aux comptes consolidés du 31 décembre 2025) :

- **Développements dans le nucléaire :**
  - **EPR de Flamanville 3** : le couplage de l'unité de production a été réalisé le 21 décembre 2024. Sur 2025, les essais de montée en puissance par palier se sont poursuivis. Le 14 décembre 2025, la tranche a franchi le palier de 100 % de Puissance Nominale. Cette première atteinte des 100 % permet de tester les matériels à pleine puissance, réaliser des relevés et vérifier leur bon fonctionnement (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 14 décembre 2025 et voir note 9.3),
  - **EPR2** : la revue de maturité technique et la consolidation des coûts à terminaison du programme se poursuivent. Par ailleurs, le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État qui prévoient un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public. Le 18 décembre 2025, EDF a présenté à son Conseil d'administration le devis prévisionnel de son programme de construction de six EPR2 qui s'établit à 72,8 milliards d'euros$_{2020}$. Ce devis sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 18 décembre 2025, voir note 9.2),
  - **Sizewell C** : EDF a annoncé la finalisation du financement du projet Sizewell C. Il prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling et a porté sa participation dans le projet à 12,5 %. (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2025),
  - **Hinkley Point C** : au cours de l'exercice, le projet a atteint plusieurs jalons opérationnels (pose du dôme de l'Unité 2, finalisation des travaux et du raccordement du tunnel d'évacuation des Unités 1 et 2, avancée du montage électromécanique). Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 £$_{2012}$/MWh du contrat pour différence à 89,5 £$_{2012}$/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié (voir note 9.7),
  - la production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 373 TWh, confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 350 et 370 TWh à une fourchette de 365 - 375 TWh) annoncée par le Groupe le 13 octobre 2025 (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 13 octobre 2025),
- **Opérations de financement** :
  - le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling. Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025 et voir notes 17.3.2 et 21.2.2),
  - le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 22 octobre 2025),
- **Politique commerciale** : EDF est pleinement engagé dans le déploiement de sa politique commerciale qui vise à offrir un plus large choix de contrats d'électricité bas carbone de moyen et long terme pour réduire l'exposition des clients à la volatilité des prix sur les marchés de gros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 6 mars 2025) avec la signature de 18 contrats long terme pour les industriels électro-intensifs dont 12 contrats d'allocation de production nucléaire ;
- **Énergies renouvelables :**
  - EDF Renouvelables [1] a annoncé la mise en service complète du premier parc éolien flottant français, Provence Grand Large, situé au large du golfe de Fos (Bouches-du-Rhône) qui dispose d'une puissance de 25 MW (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 5 juin 2025).

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

Note 3 *Périmètre de consolidation*

Principes et méthodes comptables

Entités contrôlées

Les filiales sont les sociétés dans lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif et sont consolidées par la méthode de l'intégration globale. Le Groupe contrôle une entité si les trois conditions suivantes sont remplies :

- il détient le pouvoir sur l'entité ;
- il est exposé ou a droit à des rendements variables en raison de ses liens avec l'entité ;
- il a la capacité d'exercer son pouvoir sur l'entité de manière à influer sur le montant des rendements qu'il obtient.

Pour apprécier le contrôle, le Groupe tient compte de tous les faits et circonstances. De même, les droits de vote potentiels substantifs exerçables, y compris par une autre partie, sont pris en considération.

Participations dans les entreprises associées et les coentreprises

Une entreprise associée est une entité dans laquelle le Groupe exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle exclusif ou conjoint. L'influence notable est présumée lorsque la participation du Groupe est supérieure ou égale à 20 %.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties (coentrepreneurs), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits sur l'actif net de celle-ci. Le contrôle conjoint est le partage, en vertu d'un accord contractuel, du contrôle d'une entreprise exploitée en commun par un nombre limité d'associés ou d'actionnaires, de sorte que les politiques financières et opérationnelles résultent de leur consentement unanime.

Les participations dans les entreprises associées et les coentreprises sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Elles sont inscrites au bilan à leur coût historique corrigé de la quote-part de situation nette générée après l'acquisition, diminué des pertes de valeur. La quote-part de résultat de la période est présentée dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises » du compte de résultat (voir note 11).

Participations dans les activités conjointes

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties (coparticipants), qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité, ont des droits directs sur ses actifs et des obligations au titre de ses passifs. Le Groupe, en tant que coparticipant à une activité conjointe, comptabilise ligne à ligne les actifs et passifs ainsi que les produits et les charges relatifs à ses intérêts.

Les principales activités conjointes du Groupe correspondent aux activités d'optimisation de LNG de JERA Global Markets, codétenue par EDF Trading, et d'exploitation de stockage de gaz de Friedeburger Speicherbetriebsgesellschaft GmbH (FSG).

Regroupements d'entreprises

En application de la norme IFRS 3, les regroupements d'entreprises sont évalués et comptabilisés selon les principes décrits ci-dessous :

- à la date d'acquisition, les actifs acquis et les passifs repris identifiables, évalués à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (intérêts minoritaires) sont comptabilisés séparément du goodwill ;
- les participations ne donnant pas le contrôle peuvent être évaluées soit à leur juste valeur (goodwill total), soit à leur quote-part dans la juste valeur de l'actif net de l'entreprise acquise (goodwill partiel). Ce choix est déterminé transaction par transaction ;
- toute prise ou cession de participation dans une filiale ne modifiant pas le contrôle est considérée comme une transaction entre actionnaires et doit être comptabilisée directement en capitaux propres ;
- en cas d'acquisition d'intérêts complémentaires dans une coentreprise, une activité conjointe ou une entreprise associée sans qu'il en résulte une prise de contrôle, le Groupe maintient les actifs et les passifs antérieurement acquis à leur valeur dans les comptes consolidés ;
- en cas de prise de contrôle par étapes, le coût du regroupement d'entreprises inclut la juste valeur, à la date de prise de contrôle, de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;
- les coûts annexes directement attribuables à une acquisition donnant le contrôle sont comptabilisés en charges pour les périodes au cours desquelles les coûts sont engagés, à l'exception des coûts d'émission des titres d'emprunt ou de capitaux propres, qui doivent être comptabilisés selon les normes IAS 32 et IFRS 9 ;
- les regroupements d'entités ou d'entreprises sous contrôle commun sont exclus du champ d'application de la norme IFRS 3 et sont examinés au cas par cas au sein du Groupe afin de déterminer la méthode adéquate de comptabilisation ;
- les engagements de rachat de titres donnés par le Groupe à des minoritaires sur des sociétés contrôlées sont comptabilisés au passif. L'écart de valeur entre les participations ne donnant pas le contrôle et la dette que ces engagements représentent est comptabilisée en capitaux propres.

3.1 Évolutions du périmètre de consolidation

Le Groupe consolide 1 400 sociétés. Les principales entités du périmètre de consolidation sont détaillées dans la note 24.

Sur l'exercice 2025, le Groupe connaît les variations de périmètre de consolidation suivantes :

- la cession le 3 mars 2025 par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour un montant de 565 millions d'euros. Depuis le 31 décembre 2023, les actifs et passifs correspondants étaient classés en actifs et passifs détenus en vue de la vente (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 3 mars 2025 et note 3.2) ;
- les acquisitions par Framatome le 31 mars 2025 de Segault SAS et Velan SAS (renommée Valserve SAS), sociétés spécialisées dans la conception, la fabrication et la maintenance de robinetterie de réacteurs nucléaires (*cf.* communiqués de presse de Framatome du 31 mars 2025) ;
- le rapprochement au 1er avril 2025 des activités de *trading* au Japon des groupes JERA et EDF Trading sous l'égide de JERA Global Markets, la co-entreprise détenue à 33 % par EDF Trading (*cf.* communiqué de presse d'EDF Trading du 27 mars 2025) ;
- la sortie du périmètre de consolidation au 31 mai 2025 de Shandong Zhonghua Power Company, qui était détenue à 19,6 % et mise en équivalence, suite au transfert des titres à China Energy Investment Group. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe ;
- la sortie du périmètre de consolidation au 30 juin 2025 de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), qui était détenue à 56,25 % et consolidée en intégration globale, à la suite de la fin du contrat de concession le 4 février 2025. Cette opération n'a pas d'impact significatif dans les comptes du Groupe ;
- la cession le 15 juillet 2025 d'Elpedison BV qui était détenue à 50 % et mise en équivalence dans les comptes du Groupe à la suite de l'accord signé entre Edison et HELLENiQ Energy Holdings S.A le 11 avril 2025. Le prix de la transaction atteint un montant d'environ 200 millions d'euros pour la part détenue par Edison et environ 540 millions d'euros pour la valeur totale d'Elpedison (*cf.* communiqué de presse d'Edison du 15 juillet 2025) ;
- l'acquisition, en août 2025, par EDF Energy des parts restantes de Pod Point qu'elle ne détenait pas encore au prix de 0,065 livre sterling par action, EDF est désormais l'actionnaire unique de Pod Point.

Évolutions attendues postérieures au 31 décembre 2025

Le 10 décembre 2025, EDF power solutions a signé un accord avec Âmbar Energia concernant la vente de la centrale Norte Fluminense au Brésil. Au 31 décembre 2025, la filiale EDF Norte Fluminense qui détient cette activité est consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe. La finalisation de cette opération devrait avoir lieu au premier semestre 2026.

3.2 Actifs et passifs détenus en vue de leur vente

Principes et méthodes comptables

Les actifs et passifs répondant à la définition d'actifs et passifs détenus en vue de leur vente sont présentés séparément des autres actifs et passifs du bilan.

Lorsque les actifs ou groupes d'actifs répondent aux critères de définition d'une activité abandonnée, le résultat des activités en cours de cession est présenté après impôt sur une ligne distincte du compte de résultat. Les variations nettes de trésorerie et équivalents de trésorerie de ces activités sont également présentées distinctement dans le tableau de flux de trésorerie.

Une dépréciation est constatée lorsque la valeur de réalisation est inférieure à la valeur nette comptable.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, les actifs ou groupes d'actifs :

- détenus en vue de la vente, identifiés et classés comme tels au cours de l'exercice, ne font pas l'objet de changement de présentation, ni de retraitement rétrospectif dans les bilans des exercices antérieurs ;
- répondant aux critères de définition d'une activité abandonnée font, quant à eux, l'objet d'un retraitement dans le compte de résultat ainsi que dans le tableau des flux de trésorerie au titre des périodes antérieures présentées dans les états financiers.

L'évolution des actifs et passifs détenus en vue de leur vente sur 2025 est liée à la cession par Edison d'actifs de stockage gaz (Stoccaggio) et à l'encaissement d'un complément de prix sur la cession des activités E&P réalisée en 2022.

Note 4 *Informations sectorielles*

4.1 Informations par secteur opérationnel

Principes et méthodes comptables

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

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

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

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

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

L'information au 31 décembre 2024 a été retraitée selon cette nouvelle présentation pour permettre la comparabilité des données régulièrement examinées par le Comité exécutif (le principal décideur opérationnel pour le Groupe).

Les secteurs retenus par le Groupe sont les suivants :

- **« France - Activités de production et commercialisation »** qui regroupe les activités de production et commercialisation d'EDF SA. Ce segment intègre également des entités présentes sur des secteurs à l'aval (B2B et B2C, agrégation) ainsi que toutes les participations d'EDF Invest ;
- **« France - Activités régulées »** qui regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Industrie et Services »** qui désigne les entités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions ;
- **« Royaume-Uni »** qui désigne les entités du sous-groupe EDF Energy ;
- **« Italie »** qui désigne les entités du sous-groupe Edison et TdE SpA ;
- **« EDF power solutions »** qui regroupe les entités du sous-groupe EDF power solutions qui inclut désormais les activités de la Belgique et du Brésil (précédemment incluses dans le secteur « Autres International ») ;
- **« Dalkia »** qui désigne les entités du sous-groupe Dalkia ;
- **« Autres »** qui comprennent en particulier EDF Trading, les activités gazières et EDF Investissements Groupe.

Aucun regroupement de secteurs n'a été effectué.

4.1.1 Au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industrie et Services	Royaume -Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres [1]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires externe	*40 568*	*21 276*	*3 461*	*16 186*	*16 955*	*4 401*	*5 408*	*5 011*	-	*113 266*
Chiffre d'affaires intersecteurs	*2 100*	*55*	*2 898*	-	*441*	*957*	*713*	*615*	*(7 779)*	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	42 668	21 331	6 359	16 186	17 396	5 358	6 121	5 626	(7 779)	113 266
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(16 761)	(9 454)	-	(11 256)	(14 369)	(601)	(1 208)	(3 232)	-	(56 881)
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(10 432)	(5 575)	(5 195)	(2 022)	(1 408)	(2 559)	(3 670)	(319)	2 064	(29 116)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	14 592	7 522	653	2 268	1 308	1 377	472	1 461	(397)	29 256
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	9 164	3 587	163	(512)	497	(117)	121	598	(397)	13 104
Bilan										
GOODWILL	127	223	2 090	3 419	141	251	609	112	-	6 972
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	68 794	77 474	4 249	27 419	5 905	15 825	2 873	660	-	203 199
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	4 029	-	164	31	172	2 225	65	2 142	-	8 828

(1) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 1 436 millions d'euros.

4.1.2 Au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)	France - Activités de production et commercialisation	France - Activités régulées	Industries et Services [1]	Royaume - Uni	Italie	EDF power solutions	Dalkia	Autres [2]	Éliminations intersecteurs	Total
Compte de résultat										
Chiffre d'affaires externe	*47 991*	*20 037*	*2 525*	*17 477*	*15 197*	*5 804*	*5 323*	*4 336*	-	*118 690*
Chiffre d'affaires intersecteurs	*2 975*	*34*	*2 648*	*21*	*26*	*921*	*695*	*529*	*(7 849)*	-
CHIFFRE D'AFFAIRES	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	6 725	6 018	4 865	(7 849)	118 690
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	(16 541)	(9 622)	(32)	(10 992)	(12 072)	(1 649)	(1 216)	(2 093)	-	(54 217)
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES ET CHARGES DE PERSONNEL	(10 250)	(5 413)	(4 131)	(1 943)	(1 433)	(2 377)	(3 603)	(259)	1 695	(27 714)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION	20 950	5 576	499	3 485	1 762	2 242	425	1 965	(381)	36 523
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	11 698	1 823	92	1 283	531	1 084	45	2 128	(357)	18 327
Bilan										
GOODWILL	127	223	2 023	3 596	142	251	634	112	-	7 108
IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES	67 128	74 265	3 917	25 829	5 699	15 906	2 644	558	-	195 946
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES ET LES COENTREPRISES	3 903	-	124	821	336	2 426	62	2 495	-	10 167

(1) Le secteur Industrie et Services inclut les activités des sous-groupes Framatome et Arabelle Solutions. Concernant Arabelle Solutions, les flux sur le résultat du Groupe correspondent à 7 mois d'activité depuis son entrée dans le périmètre de consolidation au 31 mai 2024.

(2) Le chiffre d'affaires du secteur opérationnel « Autres » inclut la marge trading réalisée par EDF Trading pour 1 908 millions d'euros.

4.2 Chiffre d'affaires en provenance de clients tiers ventilé par zone géographique

(en millions d'euros)	2025	2024
France	59 792	70 346
Royaume-Uni	26 067	22 261
Italie	14 745	13 129
Belgique	3 040	3 659
Autres	9 622	9 295
dont Europe	*5 865*	*5 462*
dont Amériques	*2 398*	*2 626*
dont Asie	*885*	*911*
dont Afrique	*439*	*282*
CHIFFRE D'AFFAIRES	**113 266**	**118 690**

Note 5 *Excédent brut d'exploitation*

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Chiffre d'affaires	**5.1**	**113 266**	**118 690**
Achats de combustible et d'énergie	**5.2**	**(56 881)**	**(54 217)**
Services extérieurs et autres achats		(23 795)	(24 712)
Production stockée et immobilisée		9 561	10 829
(Dotations) et reprises de provisions		281	335
Autres consommations externes [1] [2]		**(13 953)**	**(13 548)**
Charges de personnel [2]	**5.3**	**(15 163)**	**(14 166)**
Impôts et taxes	**5.4**	**(3 407)**	**(4 142)**
Autres produits et charges opérationnels	**5.5**	**5 394**	**3 906**
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**29 256**	**36 523**

(1) Retraitées des effets de change et périmètre, les autres consommations externes augmentent de 2,0 % par rapport à 2024.

(2) Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « charges de personnel » pour un montant de 3 618 millions d'euros (3 640 millions d'euros au 31 décembre 2024). L'information comparative de l'exercice 2024 a été retraitée en conséquence sans impact sur l'EBE (voir note 5.3).

5.1 Chiffre d'affaires

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement des ventes d'énergie aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce, des prestations d'acheminement pour l'utilisation du réseau de transport et de distribution et des prestations de raccordement. Il inclut également les revenus issus d'autres prestations de services et livraisons de biens, principalement des prestations d'ingénierie, d'exploitation et de maintenance, des services annexes aux ventes d'énergie, des activités de conception, livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants de ces installations.

Le chiffre d'affaires relatif aux ventes d'énergie est reconnu au fur et à mesure des livraisons aux clients.

Des opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et de gaz sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de sa politique de gestion des risques. Les ventes réalisées dans ce cadre sont comptabilisées nettes des achats. Lorsque la position nette en euros d'une entité est vendeuse, celle-ci est présentée dans les « ventes d'énergie ». Si la position nette en euros est acheteuse, elle est présentée dans les « achats de combustible et d'énergie ».

Conformément aux dispositions d'IFRS 15 relatives à la distinction agent/principal, les prestations d'acheminement sont reconnues en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'énergie aux clients :

- soit lorsque ces prestations ne sont pas distinctes de la fourniture d'énergie ;
- soit lorsqu'elles constituent des prestations distinctes de la fourniture d'énergie et que l'entité concernée intervient en qualité de principal notamment parce qu'elle porte le risque d'exécution de la prestation ou qu'il lui est possible de fixer le tarif d'acheminement au client final.

Les prestations de raccordement au réseau d'électricité en France sont reconnues en chiffre d'affaires à la date de mise en exploitation des ouvrages de raccordement.

Le chiffre d'affaires relatif aux autres prestations de services ou livraisons de biens est reconnu à l'avancement dans les 3 cas suivants, sur la base d'une analyse contractuelle :

- le client reçoit et consomme simultanément tous les avantages générés au fur et à mesure de la réalisation de la prestation par le Groupe (cas notamment des prestations d'exploitation et de maintenance) ;
- le bien ou le service à fournir ne peut être réaffecté à un autre client et le Groupe a un droit à paiement pour les travaux réalisés à date (cas notamment de certaines activités de conception, de livraison et mise en service d'installations de production d'énergie ou de gros composants, qui sont conçus spécifiquement pour un client, en particulier ceux fabriqués par Framatome et Arabelle Solutions) ;
- la prestation crée ou valorise un actif (bien ou service) dont le client obtient le contrôle au fur et à mesure de la réalisation de la prestation.

Activité *trading*

Le chiffre d'affaires inclut la marge réalisée, essentiellement par EDF Trading, sur les opérations de négoce sur le marché de l'énergie (trading). Ces opérations entrent dans le champ de la norme IFRS 9 et sont comptabilisées en juste valeur.

EDF Trading est l'entité de négoce du Groupe qui intervient sur les marchés de gros, soit pour le compte d'autres entités du Groupe, soit pour son activité de *trading* adossée aux actifs industriels du Groupe et dans le cadre de son mandat de risques.

5.1.1 Évolutions réglementaires

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

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des Tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix de l'électricité plus stable que les prix de marché.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 a autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels, ou professionnels à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1er février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs pourront bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (- 22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025
19/06/2025	- 0,39 % TTC (- 1,27 % HT)	+ 0,07 % TTC (- 0,76 % HT)	25/07/2025	01/08/2025
14/01/2026	- 0,74 % TTC (- 0,24 % HT)	- 1,58 % TTC (- 1,29 % HT)	28/01/2026	01/02/2026

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

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

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

TURPE 6 et 7 Distribution et Transport

La CRE a adopté deux délibérations du 21 janvier 2021 (publiées au Journal officiel de la République française n°0096 du 23 avril 2021) portant décision sur le TURPE 6 Transport (HTB) et le TURPE 6 Distribution (HTA-BT), après avis favorable du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs s'appliquent depuis le 1er août 2021 pour une durée d'environ quatre ans. La CRE a fixé la marge sur actif à 2,5 % et la rémunération additionnelle des capitaux propres régulés à 2,3 % dans sa délibération 2021-13 du 21 janvier 2021. De même, la CRE a fixé un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,6 % nominal avant impôt dans sa délibération 2021-12 du 21 janvier 2021.

Dans sa délibération n°2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1er août 2023.

Dans sa délibération n°2024-121 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Transport, sans impact sur l'EBE du Groupe, de + 4,99 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,69 % au 1er août 2023.

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

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

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

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

Enedis a été informée en janvier 2026 d'un recours déposé par un particulier le 13 mai 2025 contre la délibération de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le TURPE 7 HTA-BT. L'instruction est en cours devant le Conseil d'État.

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser tout ou partie des charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE, si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein du groupe EDF, le FPE concerne SEI, Enedis et Électricité de Strasbourg pour respectivement 249 millions d'euros, 29 millions d'euros et 2 millions d'euros en 2025.

Accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH)

Dispositif général

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

À l'exception des 20 TWH additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022 détaillés ci-après, le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé en vertu de la loi aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal de 120 TWh.

Ce volume global maximal est fixé à 100 TWh pour l'année 2025 conformément à un arrêté du 28 avril 2011.

Pour cette dernière année d'application du dispositif, les fournisseurs alternatifs ont demandé 134,93 TWh et n'ont donc reçu que 74,12 % du volume d'électricité qu'ils avaient demandé au titre de l'ARENH. Ce niveau de demande est légèrement supérieur à celui de 2024 (130,41 TWh).

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

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

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

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

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

Cadre de marché post ARENH

Le dispositif de l'ARENH a pris fin le 31 décembre 2025. Le nouveau dispositif défini par l'article 17 de la loi de finances 2025 prévoit le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par période triennale, par arrêtés ministériels, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement.

En application du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 encadrant la méthodologie d'évaluation de ces coûts du nucléaire, la CRE a publié le 30 septembre 2025 son évaluation du coût complet, s'élevant à 60,3 €$_{2026}$/MWh sur la période 2026-2028 et à 63,4 €$_{2026}$/MWh sur la période 2029-2031.

L'arrêté du 11 février 2026 fixe les seuils de taxation et d'écrêtement à respectivement 78 €/MWh et 110 €/MWh pour les années 2026 à 2028. Le décret n° 2026-75 du 11 février 2026 stipule quant à lui les situations dans lesquelles ces seuils peuvent modifiés à l'intérieur de cette période de trois ans ainsi que leur indexation annuelle sur l'inflation.

Le décret n° 2026-55 du 4 février 2026 relatif aux conditions d'application du « versement nucléaire universel » (VNU) fixe en particulier les éléments de calcul du montant du VNU et son transfert aux fournisseurs d'électricité au titre de la minoration sur les factures de leurs consommateurs. L'arrêté du 4 février 2026 précise les modalités selon lesquelles le versement nucléaire universel est mentionné sur les factures d'électricité.

Un arrêté fixera pour chaque année le montant de la minoration appliquée aux factures des consommateurs.

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

Mécanisme de capacité

Des mécanismes de capacité ont été mis en place en France, au Royaume-Uni, en Belgique et en Italie pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe.

En **France**, le groupe EDF est concerné par ce dispositif en tant :

- qu'exploitant d'installations d'électricité (EDF SA, Dalkia, EDF power solutions) qui fait certifier ses capacités et reçoit en échange des certificats de capacité qu'il peut revendre sur les marchés ;
- que fournisseur d'électricité (EDF SA, Électricité de Strasbourg) et en tant qu'acheteur pour compenser des pertes (Enedis et Strasbourg Électricité Réseaux) devant détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients, ou de leurs pertes, en période de pointe.

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2024	2025	2026
Prix (€/kW)	27,1	14,7	4,4

Pour l'année de livraison 2026, dix sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril 2024, 6,1 €/kW en septembre 2024, 3,5 €/kW en octobre 2024, 2,5 €/kW en décembre 2024, 3,2 €/kW en mars 2025, 3,6 €/kW en mai 2025, 3,3 €/kW en juin 2025, 3,5 €/kW en septembre 2025, 2,6 €/kW en octobre 2025 et 0,1 €/kW en décembre 2025.

Le mécanisme de capacité actuellement en vigueur prendra fin en novembre 2026.

À la suite de la réponse obtenue de la Commission européenne en date du 22 décembre 2025, laquelle permet de considérer le dispositif législatif lui ayant été notifié comme conforme au droit de l'Union européenne en matière d'aides d'État, le décret n°2025-1441 du 31 décembre 2025 est venu préciser les dispositions règlementaires d'application du nouveau mécanisme de capacité.

Il sera organisé selon les principes suivants :

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

Au **Royaume-Uni**, le mécanisme, repose sur un système d'enchères organisé par le gestionnaire du système électrique. EDF Energy est concernée par ce dispositif en tant qu'exploitant d'installations de production dont les capacités retenues aux enchères sont rémunérées l'année de livraison et en tant que fournisseur devant effectuer un versement à proportion de ses ventes aux clients sur les périodes de pointe.

En **Italie**, le mécanisme de capacité repose sur un système d'enchères par année de livraison organisé par TERNA, le gestionnaire du réseau de transport italien. Les exploitants dont les installations sont sélectionnées sont rémunérés par une prime fixe. Si le prix de vente sur les marchés est supérieur au prix cible défini par l'autorité de régulation pour l'énergie (ARERA), la différence positive doit être reversée par l'opérateur à TERNA.

Comptablement, la rémunération perçue en tant qu'exploitant est reconnue en chiffre d'affaires l'année de la livraison ou lors de la vente des certificats sur le marché en France. Avec le nouveau mécanisme en France, les exploitants de capacité seront rémunérés après la période de livraison et non plus à l'issue des enchères comme actuellement. L'achat de certificats ou la contribution versée au fonds en qualité de fournisseur d'électricité sont enregistrés en achats d'énergie sur la période de pointe. La répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité.

Cadre juridique des concessions hydrauliques

Le cadre juridique des concessions hydrauliques a vocation à être modifié. Le communiqué de presse du Premier ministre français du 28 août 2025 fait état d'un accord de principe entre la France et l'Union européenne en vue de résoudre les deux mises en demeure adressées à l'État français sur un supposé abus de position dominante d'EDF et sur l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques arrivées à échéance. Le cadre de l'accord de principe proposé par le gouvernement français repose sur trois volets :

- le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique ;
- la possibilité de maintenir les exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général ;
- la mise en vente par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et via des enchères concurrentielles.

L'accord proposé par le gouvernement français doit désormais être traduit dans la législation française, ce qui permettra de relancer le développement de l'hydroélectricité et la mise en chantier de nouveaux projets d'importance. Pour ce faire, la proposition de loi « visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique », déposée le 13 janvier 2026, a été adoptée par l'Assemblée nationale le 5 février 2026 et doit désormais être examinée par le Sénat.

5.1.2 Composition du chiffre d'affaires

Les activités du Groupe sont définies comme suit :

- **« Production - Commercialisation »** : production d'électricité d'origine nucléaire, thermique, renouvelable (éolien, photovoltaïque, hydraulique, ...) ; commercialisation d'électricité et de gaz réalisée au sein des secteurs France – Activités de production et commercialisation, EDF power solutions, Italie, Royaume-Uni et Autres (activités gazières) ;
- **« Distribution »** : gestion de réseaux publics de distribution d'électricité transport basse et moyenne tension. Cette activité regroupe les activités de distribution d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ainsi que les activités insulaires d'EDF ;
- **« Services »** : services et fabrication d'équipements et de combustibles pour les réacteurs nucléaires ainsi que les activités de services énergétiques (chauffage urbain, services thermiques...) aux entreprises et aux collectivités. Cette activité comprend les activités de Framatome, d'Arabelle Solutions et de Dalkia ;
- **« Autres activités »** : cette activité comprend les autres services énergiques, les holdings, les entités d'EDF Invest qualifiées d'actifs dédiés ainsi que la marge *trading*.

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2025	2024
Production - Commercialisation	79 795	87 086
Distribution	20 400	18 978
Services	8 870	8 289
Autres activités	4 201	4 337
dont Trading	*1 436*	*1 908*
CHIFFRE D'AFFAIRES	**113 266**	**118 690**

En 2025, le chiffre d'affaires lié aux opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz représente 9 453 millions d'euros (3 855 millions d'euros en 2024). Ces opérations sont réalisées par certaines entités du Groupe, dans le but d'équilibrer l'offre et la demande, dans le respect de la politique de gestion des risques du Groupe. En 2025, les principaux secteurs opérationnels vendeurs nets en euros sur les marchés sont France – Activités de production et commercialisation (électricité), Autres (gaz), l'Italie (électricité) présentés dans la ligne « Production - Commercialisation » et Dalkia (électricité) présenté dans la ligne « Services ». En 2024, il s'agissait des secteurs Autres (gaz), l'Italie (électricité) et Dalkia (électricité).

Retraité des effets de change et périmètre, le chiffre d'affaires de 2025 est en baisse de (5 145) millions d'euros, soit de -4,3 %.

Production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du secteur **France - Activités de production et commercialisation** est en baisse organique de (7 423) millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par la baisse des prix de vente aux clients au TRVE et en offres de marché, induite par la baisse des prix de marché. Elle s'explique également par des effets prix de l'énergie défavorables sur les obligations d'achat (effet neutre en EBE compte tenu du mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat) ainsi que par des effets volume défavorables sur les activités de commercialisation en lien avec la baisse du portefeuille clients.

Le chiffre d'affaires du secteur **EDF power solutions** est en baisse organique de (1 292) millions d'euros. Cette diminution s'explique principalement par la fin du contrat *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 pour (645) millions d'euros ainsi que l'expiration du contrat de concession au Vietnam, dont les actifs ont été transférés au gouvernement à compter du 4 février 2025. Elle résulte également de la baisse du chiffre d'affaires en Belgique en lien avec une baisse des volumes contractés (BtoB) pour (531) millions d'euros.

Au **Royaume-Uni**, le chiffre d'affaires est en baisse organique de (1 029) millions d'euros, du fait principalement de l'impact de la baisse des prix de l'énergie sur les tarifs de vente aux clients.

Le chiffre d'affaires de l'**Italie** est en hausse organique de 1 842 millions d'euros. Cette évolution porte essentiellement sur l'activité électricité pour 1 080 millions d'euros en lien avec la hausse des volumes et sur l'activité gaz pour 734 millions d'euros, attribuable à une hausse des volumes vendus.

Distribution

Le secteur **France - Activités régulées** voit son chiffre d'affaires augmenter, en variation organique, de 1 239 millions (+6,2 %) principalement en lien avec la hausse des tarifs d'acheminement (TURPE) de +4,81 % en novembre 2024, +7,7 % en février 2025 et -1,92 % au 1er août 2025.

Les prestations d'acheminement, incluses dans la ligne « Distribution », sont relatives aux gestionnaires de réseau de distribution Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF SA pour les zones non interconnectées. En revanche, celles relatives à EDF Energy et Edison apparaissent au sein de la ligne « Production - Commercialisation » car ces entités sont qualifiées de principal au regard d'IFRS 15 tant sur la fourniture que sur l'acheminement. Pour ces deux entités, les prestations d'acheminement sont sans impact sur le résultat car elles sont également incluses dans le poste « charges de transport et d'acheminement » (voir note 5.2).

Services

Le chiffre d'affaires du secteur **Industrie et Services** est en hausse organique de 728 millions d'euros (+28,8 %). Cette progression résulte de l'augmentation organique du chiffre d'affaires de Framatome pour 683 millions d'euros, portée par le Royaume-Uni, notamment le projet Sizewell C.

Les activités de services de **Dalkia** contribuent à hauteur de 95 millions d'euros à la croissance organique du chiffre d'affaires des services énergétiques du Groupe. Cette progression s'explique principalement par le dynamisme de l'activité commerciale, tant en France qu'à l'international, ainsi que par la hausse des prix du gaz.

Autres activités

La baisse du chiffre d'affaires des « Autres activités » s'explique essentiellement par la baisse organique de la marge *trading* à hauteur de (453) millions d'euros en raison du recul de la volatilité et des prix de marché des énergies.

5.2 Achats de combustible et d'énergie

(en millions d'euros)	2025	2024
Achats consommés de combustible – production d'énergie	(19 074)	(17 598)
Achats d'énergie	(28 511)	(27 823)
Charges de transport et d'acheminement	(10 419)	(9 602)
Résultat lié à la comptabilité de couverture	104	218
(Dotations)/reprises de provisions liées au combustible nucléaire et aux achats d'énergie	1 019	588
ACHATS DE COMBUSTIBLE ET D'ÉNERGIE	**(56 881)**	**(54 217)**

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

Les opérations d'optimisation sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz sont présentés en position nette acheteur. Celles-ci figurent à hauteur de 6 495 millions d'euros dans les achats d'énergie et 55 millions d'euros dans les achats consommés de combustibles (respectivement 6 636 et 126 millions d'euros en 2024). En 2025, les principaux secteurs opérationnels nets acheteurs en euros sur les marchés sont la **France - Activités de production et commercialisation** (gaz), le **Royaume-Uni** (gaz et électricité), **EDF power solutions** (Luminus - gaz) et **Dalkia** (gaz). En 2024, il s'agissait des mêmes secteurs.

La ligne « Achats d'énergie » intègre également les achats effectués dans le cadre du mécanisme des obligations d'achat en France qui font l'objet d'une compensation par la CSPE (voir note 5.5.1).

Retraités des effets de change et périmètre, les achats de combustible et d'énergie augmentent de 2,9 milliards d'euros par rapport à 2024, principalement sur les secteurs **Italie** pour 2,3 milliards d'euros (principalement des achats de gaz), **Autres** pour 1,1 milliard d'euros (activités gazières) et **Royaume-Uni** pour 0,4 milliard d'euros (essentiellement des achats de gaz et d'électricité). Cela est partiellement compensé par une diminution sur le secteur **EDF power solutions** pour (1,0) milliard d'euros (essentiellement des achats d'électricité de Luminus).

5.3 Charges de personnel

(en millions d'euros)	2025	2024
Rémunérations	(12 445)	(11 745)
Charges de sécurité sociale	(3 100)	(2 805)
Intéressement et participation	(526)	(538)
Autres contributions liées au personnel	(409)	(389)
Autres charges liées aux avantages à court terme	(318)	(288)
Avantages à court terme	**(16 798)**	**(15 765)**
Charges liées aux régimes à cotisations définies	(1 338)	(1 335)
Charges liées aux régimes à prestations définies	(526)	(512)
Avantages postérieurs à l'emploi	**(1 864)**	**(1 847)**
Autres avantages à long terme	(77)	(154)
Indemnités de fin de contrat	(42)	(40)
Autres charges de personnel	**(119)**	**(194)**
CHARGES DE PERSONNEL HORS PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE	**(18 781)**	**(17 806)**
Production stockée et immobilisée [1]	3 618	3 640
CHARGES DE PERSONNEL Y COMPRIS PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE	**(15 163)**	**(14 166)**

(1) Au 31 décembre 2025, la production stockée et immobilisée relative aux frais de personnel qui était présentée au sein des « autres consommations externes » est désormais présentée en déduction des « charges de personnel ».

Retraitées des effets de change et périmètre, les charges de personnel sont en augmentation de +6,6 % par rapport à 2024 principalement en lien la hausse des effectifs moyens par rapport à 2024 (+6 829 ETP sur les effectifs moyens entre les deux exercices) et dans une moindre mesure par l'évolution des rémunérations.

Les effectifs moyens sont les suivants :

(en équivalent temps plein)	2025	2024
Statut IEG	101 019	98 549
Autres	87 660	83 301
EFFECTIFS MOYENS	**188 679**	**181 850**

5.4 Impôts et taxes

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts et taxes sur rémunérations	(389)	(375)
Impôts et taxes liés à l'énergie	(1 303)	(1 589)
Autres impôts et taxes	(1 715)	(2 178)
IMPÔTS ET TAXES	**(3 407)**	**(4 142)**

Retraités des effets de change et périmètre, les impôts et taxes diminuent de 719 millions d'euros, soit -17,4 % principalement sur le secteur **Royaume-Uni** pour 445 millions d'euros dont 438 millions d'euros dus à la taxe sur les revenus de la réglementation *Electricity Generator Levy* qui atteint (53) millions d'euros en 2025 contre (491) millions d'euros en 2024, le secteur **EDF power solutions** pour 162 millions d'euros en lien avec la fin du contrat *Power Purchase Agreement* (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense au Brésil en décembre 2024 et le secteur **France - Activités régulées** pour 139 millions d'euros en lien avec la fin de la contribution au financement des aides aux collectivités pour l'électricité rurale (FACÉ) depuis le 1er août 2025.

Le dispositif de captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) a pris fin en 2024 en France et en 2023 en Belgique. Seul le **Royaume-Uni** est concerné avec un dispositif équivalent de taxe sur les revenus (Electricity Generator Levy). Ce dispositif mis en place depuis le 1er janvier 2023 est applicable jusqu'au 31 mars 2028.

5.5 Autres produits et charges opérationnels

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Subventions d'exploitation (dont CSPE)	5.5.1	11 975	7 127
Résultat de déconsolidation		124	470
Résultat de cession d'immobilisations		(568)	(201)
Dépréciations/reprises nettes aux provisions sur actifs courants		(219)	(164)
Dotations nettes aux provisions pour risques et charges d'exploitation [1]		(716)	(492)
Autres produits et charges	5.5.2	(5 202)	(2 834)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS		**5 394**	**3 906**

(1) Voir notes 14.1.1.1, 16.1 et 16.2.

5.5.1 Subventions d'exploitation

Les subventions d'exploitation comprennent principalement les montants reçus ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser relatives à 2025 qui se traduit dans les comptes par un produit de 11 752 millions d'euros en 2025 (6 861 millions d'euros en 2024) et qui se détaille comme suit :

- un produit de 8 885 millions d'euros (3 018 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre de la compensation des surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et complément de rémunération). Ce montant inclut notamment la compensation par l'État du montant à reverser aux producteurs à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil Constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 et dont la contrepartie est comptabilisée en « Autres produits et charges » (voir note 5.5.2) ;
- une régularisation des pertes de recettes 2023 et 2024 liées aux dispositifs de l'amortisseur et du bouclier tarifaire pour (109) millions d'euros. Ce dispositif a pris fin le 31 janvier 2024 et avait donné lieu à un produit de 1 562 millions euros en 2024 ;
- un produit de 2 977 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités (2 281 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La contrepartie du produit de CSPE au 31 décembre 2025 est comptabilisée en autres débiteurs (voir note 12.4).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) (France)

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative de 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis :

- le 1er janvier 2021, compensées via le budget général de l'État ;
- la loi de finances initiale 2024, partiellement compensées par les compléments de prix ARENH ;
- la loi de finances initiale 2025, partiellement compensées, au travers d'une quote-part d'accise sur le chauffage (électricité, gaz, fioul).

Ainsi, la loi de finances initiale pour 2025 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2025 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté de crédits à hauteur de 8,6 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligation d'achat et complément de rémunération) à la production des EnR, de cogénération et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones non interconnectées (ZNI). Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en décembre 2025, d'un complément de 1,1 milliard d'euros au travers de la loi de finances de fin de gestion pour s'établir ainsi à 9,7 milliards d'euros en 2025.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité - TICFE), sont reversées directement au budget général. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou directement perçue auprès des producteurs, qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 29,98 €/MWh depuis le 1er août 2025 pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises.

5.5.2 Autres produits et charges

Les autres produits et charges intègrent principalement les charges liées à l'obtention des Certificats d'économies d'énergie (CEE), les pertes relatives aux créances d'exploitation irrécouvrables, les redevances liées aux concessions hydrauliques en France ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables en France.

Ils comprennent également les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2025 :

- des charges à hauteur de 60 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 16 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 39 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 23 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessous.

Certificats d'économies d'énergie

Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, sont soumis à des obligations d'économie d'énergie.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

Les dépenses réalisées dans ce cadre sont comptabilisées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues, dans le poste « Autres produits et charges opérationnels ». Les dépenses excédant l'obligation cumulée à la date d'arrêté sont comptabilisées en stocks. Les stocks de CEE ainsi constitués peuvent être utilisés pour éteindre l'obligation des exercices ultérieurs.

Le cas échéant, une provision est comptabilisée si le volume des CEE délivrés est inférieur à l'obligation cumulée à la date d'arrêté. Elle correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées.

Complément de rémunération

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France. Il vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue sous forme de prime négative.

En cas de prime négative, l'article 38 de la loi de finances rectificative pour 2022 prévoyait un mécanisme de partage de gain entre le producteur et les finances publiques pour tous les contrats de complément de rémunération qui prévoient une limite aux sommes dont le producteur est redevable. Ce mécanisme s'articulait autour d'un prix seuil déterminé par arrêté. En fonction du niveau de ce prix seuil, les producteurs pouvaient, soit bénéficier totalement du plafonnement prévu par leur contrat, soit bénéficier partiellement de ce plafonnement, soit voir leurs compléments de rémunération négatifs totalement déplafonnés. Par une décision n°2023-1065 QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a censuré l'article 38. Par la suite, l'article 230 de la loi de finances 2023 a instauré un déplafonnement total, à compter du 1er janvier 2022, des montants de primes négatives dues par les producteurs au titre des contrats de complément de rémunération qui prévoyaient initialement des plafonds. Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré ce déplafonnement total, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard. Aucun dispositif législatif n'ayant été mis en place au 31 décembre 2025, les autres produits et charges comptabilisés au 31 décembre 2025 intègrent les effets de l'entrée en vigueur de cette censure. Ce mécanisme est compensé par la CSPE et sans impact sur le résultat d'exploitation du Groupe.

Fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

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

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale (dépenses de fin d'exploitation, taxe INB, coûts de démantèlement, coûts de reconversion du personnel). Un montant de 370 millions d'euros a été reçu le 14 décembre 2020 (voir note 12.6) ;

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

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

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

Note 6 *Autres produits et charges d'exploitation*

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à 1 075 millions d'euros au 31 décembre 2025. Ils comprennent principalement :

- la rémunération reçue par Hinkley Point C au titre du savoir-faire du projet HPC et de l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C pour 1 613 millions d'euros ;
- des provisions en lien avec les litiges environnementaux en Italie pour (390) millions d'euros. Ce montant inclut des dotations complémentaires dans le cadre de l'accord environnemental avec ENI (voir note 16.2) et des procédures en cours relatives à la vente d'Ausimont (site de Bussi, voir note 20.3) ;
- le résultat de cession par Edison des actifs de stockage de gaz (Stoccaggio) à la Snam SpA pour 152 millions d'euros (voir note 3) ;
- un produit de 93 millions d'euros induit par la réforme des retraites en lien avec l'adoption de la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026 ;
- des coûts en lien avec la fermeture de Photowatt chez EDF power solutions.

Note 7 *Résultat financier*

7.1 Cout de l'endettement financier brut

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier brut sont les suivantes :

(en millions d'euros)	2025	2024
Charges d'intérêts sur opérations de financement [1]	(3 543)	(3 984)
Variation de juste valeur des dérivés et éléments de couverture sur dettes	95	(23)
Reprise en résultat des variations de juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie	15	(14)
Résultat net de change sur endettement	56	(73)
COUT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER BRUT	**(3 377)**	**(4 094)**

(1) Comprennent en 2025 les intérêts relatifs à la dette liée à l'obligation locative pour (156) millions d'euros ((131) millions d'euros en 2024).

7.2 Effet de l'actualisation

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

La décomposition de cette charge est présentée ci-après :

(en millions d'euros)	2025	2024
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et pour avantages à long terme [1]	(1 283)	(1 227)
Provisions pour aval du cycle nucléaire, déconstruction et derniers cœurs [2]	(2 052)	(1 848)
Autres provisions et avances	(93)	(115)
EFFET DE L'ACTUALISATION	**(3 428)**	**(3 190)**

(1) Voir note 15.1.3.

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

L'augmentation de la charge d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi en 2025 s'explique par la hausse du volume des engagements au 1er janvier 2025 en lien avec l'évolution des rémunérations principales, le taux d'actualisation étant stable en France, 3,4 % au 1er janvier 2025 et au 1er janvier 2024 (voir note 15.1).

L'augmentation des charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en 2025 résulte d'une hausse de l'assiette des provisions entre décembre 2024 et décembre 2025, le taux d'actualisation étant stable (4,5 % en décembre 2025 et en décembre 2024 en France, voir note 14.1.1.5). Les charges d'actualisation sur les provisions nucléaires en France pour 2024 comme pour 2025 comprennent l'effet d'une hausse du taux réel d'actualisation de 10 points de base (voir note 14.1.1).

7.3 Autres produits et charges financiers

(en millions d'euros)	2025	2024
Produits sur trésorerie et équivalents de trésorerie	341	351
Produits/(charges) sur autres actifs financiers (dont prêts et créances)	517	148
Produits/(charges) sur titres de dettes et de capitaux propres	1 280	978
dont dividendes et produits d'intérêts	*1 265*	*1 216*
dont plus ou moins-values nettes de cessions réalisées	*15*	*(238)*
Variations des instruments financiers évalués à la juste valeur par compte de résultat	1 646	3 280
Autres charges financières	(425)	(327)
Résultat de change sur éléments financiers hors dettes	(154)	(61)
Produits sur les actifs de couverture	697	668
Intérêts d'emprunts capitalisés	1 328	1 315
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**5 230**	**6 352**

Au titre des actifs dédiés, les « autres produits et charges financiers » comprennent principalement sur l'année 2025 :

- des variations de juste valeur sur les OPC et titres de capitaux propres pour 1 902 millions d'euros (2 998 millions d'euros en 2024) et la juste valeur réalisée sur les titres de dettes pour (61) millions d'euros ((156) millions d'euros en 2024) ;
- des dividendes et des produits d'intérêts pour 813 millions d'euros (974 millions d'euros en 2024) ;
- des commissions pour (27) millions d'euros ((47) millions d'euros au 31 décembre 2024).

Note 8 *Impôts sur les résultats*

Principes et méthodes comptables

Les impôts sur les résultats comprennent la charge (le produit) d'impôt courant et la charge (le produit) d'impôt différé, calculés conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les impôts courants et différés sont généralement comptabilisés en résultat ou en capitaux propres de façon symétrique à l'opération sous-jacente.

En application d'IFRS 9, le Groupe considère que les rémunérations versées aux détenteurs de titres subordonnés à durée indéterminée répondent à la définition de « dividendes » selon cette norme. En conséquence, conformément aux dispositions de la norme IAS 12, les effets d'impôts liés à de telles distributions, de la même manière que ceux liés aux versements de dividendes, sont comptabilisés en résultat de la période.

En application de l'interprétation IFRIC 23, un actif ou un passif d'impôt est comptabilisé en présence d'un traitement fiscal incertain. Si le Groupe estime probable que l'administration fiscale n'acceptera pas ce traitement, il comptabilise un passif d'impôt ou, s'il estime probable que

l'administration lui remboursera un impôt déjà acquitté, il comptabilise un actif d'impôt. L'actif et le passif d'impôt relatifs à ces incertitudes sont évalués, au cas par cas, au montant le plus probable ou à la moyenne pondérée des différents scenarios envisagés. Les actifs et passifs d'impôts liés à un traitement fiscal incertain sont présentés au sein des rubriques d'impôts différés.

La charge (le produit) d'impôt courant est le montant estimé de l'impôt dû au titre du résultat imposable de la période, déterminée en utilisant les taux d'impôt adoptés à la date de clôture.

L'impôt différé résulte des différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs et leurs bases fiscales à l'exception des cas spécifiques visés par la norme IAS 12 pour lesquels aucun impôt différé n'est à constater.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont évalués aux taux d'impôt attendus sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif éteint et qui ont été adoptés à la date de clôture. En cas de changement de taux d'impôt, les impositions différées font l'objet d'un ajustement au nouveau taux en vigueur et l'ajustement est imputé au compte de résultat sauf s'il se rapporte à un sous-jacent dont les variations sont des éléments imputés en capitaux propres, notamment au titre de la comptabilisation des écarts actuariels et de juste valeur des instruments de couverture et des titres de dettes ou de capitaux propres.

Les impôts différés sont revus à chaque clôture pour tenir compte notamment des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles. Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé dans un horizon prévisible ou, au-delà, d'impôts différés passifs de même maturité.

Les actifs et passifs d'impôt différé sont présentés sur la base d'une position nette déterminée à l'échelle d'une entité fiscale ou d'un groupe fiscal.

8.1 Ventilation de la charge d'impôt

La ventilation de produit / (charge) d'impôt s'établit comme suit :

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts courants	(2 712)	(2 918)
Impôts différés	(929)	(1 969)
TOTAL	**(3 641)**	**(4 887)**

En 2025, la charge d'impôt courant provient des sociétés en France pour (1 962) millions d'euros et des filiales étrangères pour (750) millions d'euros (respectivement (1 851) millions d'euros et (1 067) millions d'euros en 2024).

Par ailleurs, le Groupe se conforme aux dispositions relatives à la règlementation dite Pilier 2. Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 %.

Ce dispositif fait encore l'objet de discussion en vue de sa simplification. Au titre de l'année 2025, l'impact de cette règlementation dans les comptes consolidés du groupe EDF est inférieur à 10 millions d'euros.

8.2 Rapprochement de la charge d'impôt théorique et de la charge d'impôt effective (preuve d'impôt)

(en millions d'euros)	2025	2024
Résultat des sociétés intégrées avant impôt	**11 529**	**17 395**
Taux d'impôt sur les bénéfices applicable à la maison mère	25,82 %	25,82 %
Charge théorique d'impôt	**(2 977)**	**(4 491)**
Contribution exceptionnelle France [1]	(567)	-
Différences permanentes [2]	(281)	(374)
Impôts sans base (hors contribution exceptionnelle) [3]	422	157
Actifs d'impôts différés non reconnus [4]	(216)	(178)
Différences de taux d'imposition	(22)	(1)
CHARGE RÉELLE D'IMPÔT	**(3 641)**	**(4 887)**
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT	**31,58 %**	**28,09 %**

La charge d'impôt sur les résultats s'élève à (3 641) millions d'euros au 31 décembre 2025, correspondant à un taux effectif d'impôt de 31,58 % (contre une charge de (4 887) millions d'euros en 2024, correspondant à un taux effectif d'impôt de 28,09 %).

La variation de 1 246 millions d'euros d'impôt par rapport à 2024 est essentiellement liée à la baisse de 5 866 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, minorant la charge d'impôt théorique de 1 514 millions d'euros.

Cette baisse théorique de la charge d'impôt se trouve toutefois affectée par la mise en place d'une contribution exceptionnelle sur l'IS en France pour (567) millions, un produit d'impôt lié à la fin de contentieux fiscaux pour 115 millions, la révision des bases d'impôts différés aux États-Unis pour 40 millions d'euros ainsi que l'évolution du traitement fiscal de dépréciations en France pour 47 millions d'euros.

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 28,49 % au 31 décembre 2025 contre un taux de 26,48 % au 31 décembre 2024.

La différence entre le taux d'impôt théorique et le taux effectif s'explique essentiellement par les éléments suivants :

- pour 2025 :
  - (1) Introduite par la loi de finances 2025 votée en février 2025, la contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés correspond à 41,2 % de la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2024 et 2025. Elle s'élève à (538) millions d'euros au 31 décembre 2025 pour EDF SA en qualité de mère de l'intégration fiscale. Le projet de loi de finances 2026, qui au sein de l'article 4, prévoyait une prorogation de la contribution exceptionnelle pour l'exercice 2026, a été adopté le 2 février 2026. Aussi, l'impact de cette contribution exceptionnelle calculée sur la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2025 et 2026 sera comptabilisé dans les comptes au 31 décembre 2026 (dont (266) millions d'euros au titre de l'année 2025),
  - (2) Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (163) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (13) millions et de diverses charges non déductibles sur l'exercice pour un total de (124) millions d'euros,
  - (3) Notamment l'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée pour 138 millions d'euros,
  - (4) Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés principalement en Amérique du Sud pour 71 millions d'euros et en Allemagne pour 49 millions d'euros expliqués notamment par des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets du Groupe,
- pour 2024 :
  - (2) Les impacts défavorables au Royaume-Uni des pertes de valeur fiscalement non déductibles pour (122) millions d'euros, de la perte du contrôle de la société Sizewell C (Holding) Limited, pour (63) millions d'euros et de la taxe *Electricity Generator Levy* pour (123) millions d'euros. Cette taxe de 45 % s'applique aux recettes exceptionnelles des producteurs d'électricité,
  - (3) L'impact favorable de la déduction des rémunérations versées aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée, pour 150 millions d'euros,
  - (4) Les impacts défavorables des dépréciations d'actifs d'impôts différés aux États-Unis, pour 183 millions d'euros en raison des contextes politique et économique affectant de manière négative les projets éoliens offshore notamment.

8.3 Variation des actifs et passifs d'impôts différés

(en millions d'euros)	2025	2024
Impôts différés actifs	4 553	7 403
Impôts différés passifs	(1 070)	(978)
Impôts différés nets au 1er janvier	**3 483**	**6 425**
Variation en résultat net	(929)	(1 969)
Variation en capitaux propres	(817)	(978)
Écarts de conversion	(9)	30
Mouvements de périmètre	28	(26)
Autres mouvements	(109)	1
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS AU 31 DÉCEMBRE	**1 647**	**3 483**
dont impôts différés actifs	*2 807*	*4 553*
dont impôts différés passifs	*(1 160)*	*(1 070)*

La variation des impôts différés en capitaux propres de l'exercice 2025 est liée à hauteur de (137) millions d'euros aux écarts actuariels relatifs aux avantages du personnel pour les régimes postérieurs à l'emploi ((12) millions d'euros sur l'exercice 2024), à hauteur de (848) millions d'euros aux variations de juste valeur des couvertures ((641) millions d'euros sur l'exercice 2024), à hauteur de 164 millions d'euros à des effets change sur instruments dérivés ((150) millions d'euros sur l'exercice 2024) ainsi qu'à hauteur de 4 millions d'euros aux variations de juste valeur des titres obligataires ((139) millions d'euros sur l'exercice 2024).

Les autres mouvements correspondent à un reclassement entre impôts différés et impôts courants consécutifs à la cession de déficits fiscaux entre filiales britanniques dans le cadre du mécanisme de « Group Relief » sans impact sur le résultat.

8.4 Ventilation d'impôts différés par nature

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Immobilisations et droits d'utilisation	(6 067)	(5 721)
Provisions pour avantages du personnel	3 868	4 190
Autres provisions et pertes de valeur	510	269
Instruments financiers	(1 070)	(367)
Déficits reportables et crédits d'impôts restants à utiliser	5 611	6 765
Dette liée à l'obligation locative	513	774
Autres	900	453
Impôts différés actifs et passifs	**4 265**	**6 363**
Impôts différés actifs non reconnus	(2 618)	(2 880)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**1 647**	**3 483**

Au 31 décembre 2025, les actifs d'impôts différés non reconnus représentent une économie d'impôt potentielle de 2 618 millions d'euros (2 880 millions d'euros au 31 décembre 2024) et se situent principalement :

- en France, à hauteur de 1 686 millions d'euros (1 956 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ils sont essentiellement liés aux avantages du personnel en raison de la politique du Groupe de non-reconnaissance des impôts différés au-delà d'un horizon de 10 ans ;
- en Italie, à hauteur de 302 millions d'euros (311 millions d'euros en 2024). Ils sont liés à la valeur fiscale du goodwill réévaluée en 2021 et fiscalement amortissable sur 50 ans ;
- aux États-Unis, à hauteur de 476 millions d'euros (491 millions d'euros en 2024). Ils sont principalement liés à des déficits dont l'expiration se situe entre 2029 et 2037 et à des crédits d'impôt dont l'expiration se situe entre 2026 et 2042.

Une partie des impôts différés correspondants est non-reconnue en raison de la politique de reconnaissance des impôts différés du Groupe au-delà d'un horizon de 10 ans : les impôts différés actifs sont intégralement reconnus pour ceux qui se retournent avant 10 ans et reconnus à hauteur des impôts différés passifs concomitants pour ceux qui se retournent au-delà.

Les impôts différés actifs sur déficits reportables et crédits d'impôts activés sont de 4 973 millions d'euros (6 151 millions d'euros en 2024) et se situent principalement en France pour 3 518 millions d'euros (4 824 millions d'euros en 2024), aux États-Unis pour 371 millions d'euros (231 millions d'euros en 2024) et au Royaume-Uni pour 762 millions d'euros (721 millions d'euros en 2024).

En France, ils intègrent un impôt différé actif de 3 419 millions d'euros reconnu au titre du déficit réalisé par le groupe d'intégration fiscale France (EDF SA, Enedis, PEI et autres filiales françaises détenues à plus de 95 %) en 2022 et non encore totalement consommé.

Selon les projections de résultats fiscaux futurs de l'intégration fiscale France, il est probable que cet impôt différé actif brut de 3 419 millions d'euros soit recouvré sur un horizon inférieur à 10 ans. Ces projections tiennent compte du budget 2026 du Groupe tel qu'approuvé par le Conseil d'administration et de la trajectoire financière interne au Groupe.

Note 9 *Actifs immobilisés hors concessions de distribution publique d'électricité en France*

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Goodwill	9.1	6 972	7 108
Autres actifs incorporels	9.2	13 182	12 567
Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation	9.3	111 936	108 100
dont actifs au titre du droit d'utilisation	*9.4*	*4 415*	*4 302*
Immobilisations en concessions des autres activités	9.5	6 682	6 616
TOTAL DES ACTIFS IMMOBILISÉS HORS CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE		**138 772**	**134 391**

9.1 Goodwill

Principes et méthodes comptables

Détermination des goodwill

En application de la norme IFRS 3 « Regroupements d'entreprises » (voir note 3), les goodwill représentent la différence entre :

- d'une part, la somme des éléments suivants ;
  - le prix d'acquisition au titre de la prise de contrôle à la juste valeur à la date d'acquisition,
  - le montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entité acquise, et
  - pour les acquisitions par étapes, la juste valeur, à la date d'acquisition, de la quote-part d'intérêt détenue par le Groupe dans l'entité acquise avant la prise de contrôle, et
- d'autre part, le montant net des actifs acquis et passifs assumés, évalués à leur juste valeur à la date d'acquisition.

Lorsqu'il en résulte une différence négative, elle est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les justes valeurs des actifs et des passifs et la détermination du goodwill sont définitivement arrêtées au cours des douze mois suivant la date d'acquisition.

Évaluation et présentation des goodwill

Après leur comptabilisation initiale, les goodwill des filiales sont inscrits à leur coût diminué le cas échéant, des pertes de valeur constatées.

Les goodwill provenant de l'acquisition d'entreprises associées et de coentreprises sont inclus dans la valeur comptable de la participation. Les pertes de valeur relatives à ces goodwill sont enregistrées dans la ligne « Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises ».

Les goodwill font l'objet d'un test de dépréciation dès l'apparition d'indices de perte de valeur et au minimum une fois par an selon les modalités décrites en note 9.7.

Les variations des goodwill sont détaillées ci-dessous :

(en millions d'euros)	Note	31/12/2025	31/12/2024
Valeur nette comptable à l'ouverture		7 108	7 895
Acquisitions		71	594
Cessions		-	(1 417)
Pertes de valeur	9.7	(16)	(151)
Écarts de conversion		(190)	212
Autres mouvements		(1)	(25)
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE		**6 972**	**7 108**
Valeur brute à la clôture		11 065	11 359
Cumul des pertes de valeur à la clôture		(4 093)	(4 251)

Au 31 décembre 2025, les goodwill portent principalement sur EDF Energy pour 3 419 millions d'euros ainsi que sur l'entité Framatome pour 1 605 millions d'euros.

La variation en valeur nette est essentiellement liée à :

- la variation des écarts de conversion pour 190 millions d'euros qui relève de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- l'acquisition par Framatome de Segault SAS et Valserve SAS pour 94 millions d'euros (voir note 3.1.) ;
- l'allocation définitive du prix d'acquisition d'Arabelle Solutions qui a donné lieu à un ajustement du goodwill de (28) millions d'euros ;
- une perte de valeur sur le goodwill de Dalkia Aegis aux États-Unis pour (15) millions d'euros (voir note 9.7).

9.2 Autres actifs incorporels

Principes et méthodes comptables

Généralités

Les autres actifs incorporels sont principalement constitués :

- des logiciels amortis linéairement sur leur durée d'utilité, y compris les contrats SaaS (Software as a Service) qui, par exception, ne seraient pas considérés comme des contrats de prestations de services et comptabilisés en charges. Pour être enregistrés en immobilisations, les contrats SaaS doivent conférer un droit de contrôle à l'utilisateur, en plus d'un accès au logiciel pour une durée déterminée ;
- des frais de développement remplissant les critères d'inscription à l'actif de la norme IAS 38 amortis linéairement sur leur durée d'utilité prévisible ;
- des marques acquises à durée de vie indéterminée ou amorties linéairement sur leur durée d'utilité ;
- des droits d'exploitation ou d'utilisation relatifs à des centrales amortis linéairement sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent ;
- de la valeur positive des contrats d'achats/ventes d'énergie enregistrés à leur juste valeur dans le cadre de regroupement d'entreprises selon IFRS 3, amortie en fonction des livraisons contractuelles effectives ;
- des actifs relevant des contrats de concessions entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 selon le « modèle incorporel » (voir note 9.5) ;
- de la technologie acquise liée aux activités de Framatome et d'Arabelle Solutions ;
- des contrats et relations clients acquis, amortis sur leur durée d'utilité ;
- des coûts incrémentaux d'obtention ou de renouvellement des contrats clients, amortis sur la durée moyenne des contrats clients ;
- des actifs incorporels liés à la réglementation environnementale (certificats de gaz à effets de serre, certificats d'énergie renouvelables).

Actifs liés à la réglementation environnementale

Ils comprennent les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'énergie renouvelable acquis.

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission (SEQE) de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Le Royaume-Uni a mis en place un SEQE au niveau national (UK ETS) qui s'applique depuis le 1er janvier 2021.

Ce dispositif, décliné au niveau national, prévoit notamment que les acteurs obligés, dont EDF fait partie, doivent restituer annuellement à l'État un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à leurs émissions de l'année.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ces réglementations sont : EDF, EDF Energy, Edison, Dalkia et Luminus.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention. Deux modèles économiques coexistent dans le Groupe :

- les certificats détenus dans le cadre du modèle « Négoce » sont comptabilisés en « Autres stocks », à la juste valeur. La variation de juste valeur observée sur l'exercice est enregistrée en résultat ;
- les certificats détenus pour se conformer aux exigences de la réglementation relative aux émissions de gaz à effet de serre sont comptabilisés en « Autres immobilisations incorporelles » pour leur coût d'acquisition.

À chaque clôture, une provision est constatée à hauteur du montant des émissions de l'exercice (voir note 16.2).

La provision est évaluée au coût d'acquisition à due concurrence des certificats acquis à terme et, pour le solde, par référence au prix de marché. Elle est soldée lors de la restitution des certificats à l'État.

À la date d'arrêté, les certificats détenus et l'obligation de restitution au titre des émissions de l'exercice sont présentés en position brute, c'est-à-dire non compensée.

Si le nombre de certificats d'émission à la clôture et non vendus à terme est supérieur au nombre de certificats à restituer à l'État au titre des émissions de l'exercice, un test de dépréciation est effectué sur cet excédent et une dépréciation est constatée si sa valeur nette comptable excède sa valeur de marché.

Certificats d'énergie renouvelable (certificats verts)

Afin de promouvoir l'utilisation de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, chaque État membre s'est fixé des objectifs nationaux de consommation d'électricité produite à partir de ces sources d'énergie. Le Royaume-Uni a, pour sa part, un dispositif équivalent.

Deux mécanismes peuvent être mis en place par les États pour atteindre ces objectifs :

- l'attribution d'un tarif de vente spécifique pour cette production d'origine renouvelable (dispositif en vigueur en France et en Italie) ;
- un dispositif de certificats d'énergie renouvelable à restituer par les fournisseurs d'énergie (dispositif en vigueur au Royaume-Uni (« Renewable Obligation Certificates ») et en Belgique (« Certificats verts »)).

Dans cette deuxième situation, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant :

- les certificats obtenus sur la base de la production réalisée ne font pas l'objet d'une comptabilisation dans la mesure où leur coût est nul ;
- les certificats acquis sont comptabilisés en immobilisations incorporelles ;
- une provision est constituée pour matérialiser l'obligation de restitution des certificats. Elle est évaluée en tenant compte successivement du coût des certificats obtenus (d'une valeur nulle), de ceux déjà acquis (au comptant ou à terme), du prix des certificats restant à acquérir, valorisés au prix de marché, et le cas échéant du prix de la pénalité pour le solde. Cette provision est soldée lors de la restitution des certificats (voir note 16.2).

Les valeurs nettes des autres actifs incorporels se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Logiciels	8 757	941	(1 042)	(52)	-	32	8 636
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	504	-	-	-	-	-	504
Certificats d'émission de gaz à effet de serre - Certificats verts	1 002	2 068	(2 186)	(23)	-	6	867
Autres immobilisations incorporelles	9 775	715	(232)	(43)	56	29	10 300
Immobilisations incorporelles en cours [1]	3 603	1 123	(299)	(3)	-	(31)	4 393
Valeurs brutes	**23 641**	**4 847**	**(3 759)**	**(121)**	**56**	**36**	**24 700**
Logiciels	(5 941)	(874)	1 035	44	1	5	(5 730)
Juste valeur positive des contrats matières acquis lors de regroupement d'entreprise	(316)	(25)	-	-	-	-	(341)
Autres immobilisations incorporelles	(4 817)	(761)	216	32	(40)	(77)	(5 447)
Amortissements et pertes de valeur	**(11 074)**	**(1 660)**	**1 251**	**76**	**(39)**	**(72)**	**(11 518)**
VALEURS NETTES	**12 567**	**3 187**	**(2 508)**	**(45)**	**17**	**(36)**	**13 182**

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

Les autres actifs incorporels en cours au 31 décembre 2025 comprennent principalement les études relatives à EPR2 pour 3 136 millions d'euros y compris 235 millions d'euros d'intérêts intercalaires (respectivement 2 481 millions d'euros et 204 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La valeur nette des autres immobilisations incorporelles comprend au 31 décembre 2025 :

- la cartographie Enedis pour 577 millions d'euros (547 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Edison » et des actifs incorporels relatifs à des concessions hydrauliques d'Edison pour un montant de 1 013 millions d'euros (1 047 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Dalkia » et des actifs incorporels relatifs aux contrats de concession de Dalkia en France pour un montant de 1 460 millions d'euros (1 356 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- la marque « Framatome », les actifs incorporels relatifs à la technologie nucléaire, les brevets ainsi que les contrats clients de Framatome pour un montant de 831 millions d'euros (873 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR2 »

Le 10 février 2022, le président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de six EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour huit EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

EDF prévoit de construire les six premiers EPR2 sous la forme de trois paires de tranches sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes).

À la suite de l'année 2024 qui a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR2 (passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires et feu vert de l'ASNR (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection) pour le lancement des fabrications des composants primaires), l'année 2025 a été marquée par les réalisations suivantes :

- le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État. Ils prévoient notamment un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public de trois ordres :
  - un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50 % des coûts de construction,
  - un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation,
  - un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les évènements qui échappent à son contrôle.

Ces mesures restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025.

- EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025, le devis prévisionnel du programme de construction des six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros$_{2020}$ et sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 18 décembre 2025).

Concernant les sites de construction :

- sur le site de Penly :
  - en juin 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisée à réaliser des travaux préparatoires. Cette autorisation a fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État qui a été rejeté le 22 décembre 2025. Le projet de Penly a fait l'objet d'une reconnaissance d'intérêt général par décret du Conseil d'État le 25 janvier 2025,
  - les travaux préparatoires débutés en 2024 se sont intensifiés en 2025 avec, en particulier, le renforcement de la digue existante, le déroctage de la falaise, la mise en place de bases vie provisoires, l'agrandissement de la plateforme en mer, la vidange des anciennes fouilles, la construction du poste d'accès chantier (qui s'est achevée en janvier 2026) et du parking d'entrée de site,
  - le dossier DAC (Décret d'Autorisation de Création) a été envoyé mi-décembre 2025 pour enquête publique,
- sur le site de Gravelines :
  - le débat public engagé en septembre 2024 s'est achevé en janvier 2025. À l'issue de ce débat, le Conseil d'administration d'EDF a décidé, le 20 mai de poursuivre le projet de construction des deux EPR2 sur le site de Gravelines. Le projet est entré dans une phase structurante avec le lancement du dispositif « Grand Chantier » le 18 juin 2025, et a été reconnu d'intérêt général par un décret en Conseil d'État du 17 juillet 2025. Une Mise En Compatibilité des Documents d'Urbanisme a été sollicitée et a donné lieu à concertation préalable à l'été 2025. EDF a initié à partir de septembre 2025 la concertation continue avec pour ambition de poursuivre l'information et le dialogue avec le public autour du projet dans la durée. EDF a déposé fin octobre une demande d'autorisation environnementale relative aux travaux préparatoires,
- sur le site de Bugey :
  - à l'issue du débat public sur le projet de construction de deux EPR2 à Bugey qui s'est tenu de janvier à mai 2025, EDF a annoncé fin septembre 2025 sa décision de poursuivre le projet en y apportant des modifications sur la base des éléments recueillis et de déposer les demandes d'autorisations administratives nécessaires à sa réalisation. La reconnaissance de Projet d'Intérêt Général a été sollicitée fin novembre 2025.

Au 31 décembre 2025, le projet se compose de 3 136 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (y compris 235 millions d'intérêts intercalaires) et 1 011 millions d'euros d'immobilisations corporelles (y compris 31 millions d'euros d'intérêts intercalaires).

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

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

En 2025, NUWARD a fait évoluer son modèle d'affaires vers la cogénération pour mieux répondre aux besoins de ses clients industriels en réétudiant des scénarios permettant de produire jusqu'à 400 MWe et 290 MWt. En parallèle, les études se sont poursuivies en vue de simplifier et de modulariser l'architecture. Enfin, NUWARD mène des négociations actives avec des clusters industriels européens et des partenaires pour lancer son premier projet SMR.

L'ensemble des dépenses immobilisées, nettes de subventions, avaient fait l'objet d'une dépréciation en 2024 pour (228) millions d'euros. Les dépenses engagées depuis le 1er juillet 2024 sur le projet sont comptabilisées en charges.

9.3 Immobilisations de production et autres immobilisations corporelles

Principes et méthodes comptables

Les immobilisations sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont inclus dans la valeur de l'immobilisation, dès lors qu'il s'agit d'actifs qualifiés au sens d'IAS 23 « Coûts d'emprunt » ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 14) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 14).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Mode et durée d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle le Groupe prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur.

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif se distinguent par des durées d'utilité différentes, ils donnent lieu à l'identification d'un composant, qui est amorti sur une durée, qui lui est propre.

En fonction des dispositions réglementaires ou contractuelles propres à chaque pays, les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

- installations de production nucléaire en France — 40 à 50 ans
- installations de production nucléaire au Royaume-Uni — 40 à 60 ans
- installations éoliennes et photovoltaïques — 20 à 25 ans
- centrales thermiques à flamme (principalement CCGT - cycles combinés gaz) — 25 à 45 ans
- installations de transport et de distribution (lignes, postes de transformation) — 20 à 60 ans
- autres installations générales — 10 à 20 ans

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.4.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016) et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021). Elle est de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Dans le cadre de la publication du décret sur la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie PPE3 du 12 février 2026, la perspective de fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et en 2028 par anticipation de leur 5e visite décennale est désormais caduque. L'accélération du plan d'amortissement, qui avait été mis en œuvre en 2020 en lien avec ces dispositions de la précédente PPE, a donc été suspendu.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 30 juin 2019.

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

Les valeurs nettes des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Écarts de conversion	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	15 154	47	385	(107)	(67)	34	21	15 467
Installations production nucléaire	86 375	36	4 483	(1 571)	(521)	-	33	88 835
Installations productions thermique et hydraulique	16 661	284	252	(194)	(3)	(23)	83	17 060
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	28 101	270	2 394	(610)	(948)	296	196	29 699
Actif au titre du droit d'utilisation (1)	7 984	1 157	-	-	(87)	1	(394)	8 661
Immobilisations en cours	64 700	16 227	(7 514)	(264)	(1 984)	24	(293)	70 896
Valeurs brutes	**218 975**	**18 021**	**-**	**(2 746)**	**(3 610)**	**332**	**(354)**	**230 618**
Terrains et constructions	(9 125)	(413)	-	78	30	10	(33)	(9 453)
Installations production nucléaire	(59 259)	(3 998)	-	1 490	374	-	(421)	(61 814)
Installations productions thermique et hydraulique	(11 879)	(542)	-	212	5	20	(27)	(12 211)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(13 365)	(1 736)	-	598	359	(215)	(31)	(14 390)
Actif au titre du droit d'utilisation (1)	(3 682)	(867)	-	-	26	(6)	283	(4 246)
Immobilisations en cours	(13 565)	(3 870)	-	26	747	(36)	130	(16 568)
Amortissements et pertes de valeur	**(110 875)**	**(11 426)**	**-**	**2 404**	**1 541**	**(227)**	**(99)**	**(118 682)**
VALEURS NETTES	**108 100**	**6 595**	**-**	**(342)**	**(2 069)**	**105**	**(453)**	**111 936**
dont immobilisations en service	*56 965*	*(5 762)*	*7 514*	*(104)*	*(832)*	*117*	*(290)*	*57 608*
dont immobilisations en cours	*51 135*	*12 357*	*(7 514)*	*(238)*	*(1 237)*	*(12)*	*(163)*	*54 328*

(1) Voir note 9.4.

Sur l'exercice, la variation en valeur nette des immobilisations corporelles s'élève à 3 836 millions d'euros, elle est liée pour 3 193 millions d'euros aux immobilisations en cours et 643 millions d'euros sur les immobilisations en service.

Immobilisations en cours

Au 31 décembre 2025, la valeur nette des immobilisations de production et autres immobilisations corporelles en cours s'élève à 54 328 millions d'euros et inclut notamment :

- les immobilisations liées au projet de réacteur nucléaire à Hinkley Point C au Royaume-Uni pour 23 133 millions d'euros (21 190 millions d'euros au 31 décembre 2024). Le montant des immobilisations intègre les pertes de valeur comptabilisées sur le projet pour un montant cumulé de (16 255) millions d'euros au 31 décembre 2025 ((13 405) millions d'euros au 31 décembre 2024) ;
- les immobilisations liées au réacteur EPR de Flamanville 3 pour 16 304 millions d'euros incluant des intérêts intercalaires capitalisés pour 3 471 millions d'euros (respectivement 15 878 millions d'euros et 3 471 millions d'euros au 31 décembre 2024) ;

Sur l'exercice 2025, l'augmentation en valeur brute de 6 196 millions d'euros s'explique pour :

- 7 076 millions d'euros sur les grands projets au Royaume-Uni dont 6 583 millions d'euros pour Hinkley Point C ;
- 6 007 millions d'euros en France dont 2 809 millions d'euros (hors éliminations de marge et d'avancement) liés aux révisions majeures effectuées dans le cadre du programme Grand Carénage (hors coûts associés à l'augmentation de puissance sur le palier 900) et 349 millions d'euros pour l'EPR de Flamanville 3 ;
- 1 284 millions d'euros relatifs à EDF power solutions sur divers projets solaires et éoliens ;
- (1 984) millions d'euros d'écarts de conversion principalement du fait de la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ;
- (7 514) millions d'euros de mises en service sur la période qui concernent la France pour (4 753) millions d'euros et le Royaume-Uni pour (508) millions d'euros en lien essentiellement avec les tranches de production nucléaire, EDF power solutions pour (1 293) millions d'euros de projets solaires et éoliens et Framatome pour (390) millions d'euros.

Immobilisations corporelles en service

Au 31 décembre 2025, la valeur brute des immobilisations corporelles en service s'élève à 159 722 millions d'euros. L'augmentation de 5 448 millions d'euros sur l'année s'explique par :

- 7 514 millions d'euros en lien avec les mises en service de la période ;
- (2 482) millions d'euros de diminution dont (1 952) millions d'euros en France, en lien principalement avec les révisions majeures effectuées notamment dans le cadre du programme Grand Carénage et des visites périodiques ;
- (1 626) millions d'écarts de conversion principalement en lien avec la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Programme d'investissements du parc nucléaire existant en France : le « Grand Carénage »

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. En mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASNR, notamment sur les VD 4 900 et 1 300 et le lancement de la phase Études de la VD 5 900, pour un montant d'investissements sur cette période réestimé fin 2025 à 36,3 milliards en euros courants, soit 32,6 milliards d'euros$_{2021}$. Ce montant inclut les travaux relatifs à la corrosion sous contrainte réalisés à hauteur de 1,3 milliard d'euros courants sur la période 2022-2025. En 2025, le montant total des investissements s'élève à 5,0 milliards d'euros.

EPR de Flamanville 3

La première divergence du réacteur a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale (PN) correspondant au jalon « couplage » et a poursuivi sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de PN le 14 décembre 2025 après autorisation par l'ASNR de franchir le palier de 80 % de PN. Des essais de mise au point se poursuivront en 2026 avant de déclarer la mise en service industrielle de la centrale.

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

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

Le montant immobilisé (hors intérêts intercalaires) enregistré dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2025 s'élève à 13 075 millions d'euros.

Ce montant intègre les éléments suivants :

- des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 357 millions d'euros ;
- un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n°1) à hauteur de 951 millions d'euros.

Le coût à terminaison du projet de 13,2 milliards d'euros$_{2015}$, reste inchangé. Il intègre les surcoûts exceptionnels liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal qui ont été comptabilisés en autres produits et charges d'exploitation.

Hinkley Point C

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

La revue du projet Hinkley Point C de janvier 2024 avait conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction, avec 3 scénarios envisagés : un premier scénario avec un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029, un second scénario (cas de base) conduisant à un démarrage de la production en 2030, et un scénario défavorable pouvant conduire à un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base. Le projet prévoit désormais un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030. Le coût à terminaison du projet est désormais évalué à environ 35 milliards de livres sterling$_{2015}$. Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Le projet a atteint les jalons suivants sur l'exercice 2025 :

- coulage en mars 2025 du premier niveau de béton autour de la piscine d'entreposage dans le bâtiment combustible de l'Unité 1 ;
- pose du dôme de l'Unité 2 le 17 juillet 2025 ;
- installation en août 2025 des quatre pompes d'injection de sécurité moyenne pression des bâtiments de sécurité de l'Unité 1 ;
- installation du premier tableau électrique dans le bâtiment de sécurité de l'Unité 1 en septembre 2025 ;

- achèvement des travaux inhérents au tunnel d'évacuation et à son raccordement aux bâtiments d'évacuation des Unités 1 et 2 en octobre 2025 ;
- avancée du montage électromécanique en décalage par rapport au planning. Un plan d'actions a été déployé et le rythme des installations devrait continuer à s'accélérer en 2026.

Depuis fin 2023, le projet est financé uniquement par EDF sur la base de contributions volontaires en fonds propres, l'engagement conjoint d'apport en fonds propres initial avec CGN ayant été intégralement consommé. Cela entraîne une dilution de la part de CGN, qui était de 33,5 % à la FID et atteint 23,31 % au 31 décembre 2025, EDF détenant les 76,69 % restants.

EDF a signé un accord de financement d'un montant maximum de 4,5 milliards de livres sterling, via un emprunt obligataire, avec Apollo. En juin 2025, EDF a tiré la première tranche de cet accord pour un montant de 1,5 milliard de livres sterling, EDF ayant l'option de tirer les deux tranches suivantes de 1,5 milliard de livres sterling chacune. EDF continue à rechercher des solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025 et voir note 17.3.2).

Par ailleurs, à la suite du *closing* financier du projet Sizewell C (voir note 11.3) réalisé le 4 novembre 2025, le prix d'exercice du contrat pour différence d'HPC a été réduit, passant de 92,50 livres sterling$_{2012}$/MWh à 89,50 livres sterling$_{2012}$/MWh en contrepartie du versement par Sizewell C à HPC d'un paiement rémunérant l'expertise du projet HPC et l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C.

Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 £$_{2012}$/MWh du contrat pour différence à 89,5 £$_{2012}$/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié (voir note 9.7).

9.4 Actifs au titre du droit d'utilisation

Principes et méthodes comptables

Selon la norme IFRS 16, un contrat est, ou contient un contrat de location, s'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un actif identifié pour un certain temps, moyennant une contrepartie.

Les accords identifiés qui, bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, transfèrent le droit de contrôler l'utilisation d'un actif ou d'un groupe d'actifs spécifiques au preneur du contrat, sont qualifiés de contrats de location.

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que preneur

Les contrats de location du Groupe en tant que preneur portent essentiellement sur des actifs immobiliers (tertiaires et logements), des installations industrielles (terrains, parcs éoliens) et pour une part mineure sur des véhicules de transport et divers matériels informatiques et industriels.

Lors de la mise à disposition d'un bien en location, celui-ci est comptabilisé au bilan sous la forme d'un actif au titre du droit d'utilisation, présenté au sein des « Immobilisations de production, autres immobilisations corporelles et actifs au titre du droit d'utilisation » en contrepartie d'une dette liée à l'obligation locative, présentée parmi les « Passifs financiers courants et non courants ».

Lors de la comptabilisation initiale d'un contrat, le droit d'usage et la dette de location sont évalués par actualisation des loyers futurs, sur la durée du contrat de location en prenant en compte les hypothèses de renouvellement des baux ou de résiliation anticipée si ces options sont raisonnablement certaines d'être exercées.

En règle générale, le taux implicite étant difficilement déterminable, c'est le taux d'endettement marginal du preneur qui est utilisé pour le calcul de l'actualisation de la dette locative. Celui-ci est calculé sur la base des taux zéro-coupon d'emprunt EDF, ajusté du risque devises, d'une prime de risque pays, de la durée des contrats et du risque de crédit de la filiale à cette date ou, dans certains cas, sur la base de celui spécifique à une filiale.

Ultérieurement, le droit d'utilisation est amorti sur la durée attendue de location. La dette est, quant à elle, évaluée au coût amorti ; c'est-à-dire augmentée des intérêts calculés comptabilisés en résultat financier et réduite du montant des loyers versés.

Le Groupe applique les exemptions permises par la norme : les contrats ayant une durée inférieure ou égale à 12 mois ou portant sur des biens dont la valeur à neuf individuelle est inférieure à 5 000 dollars ne sont pas comptabilisés au bilan. En conséquence, les loyers afférents à ces contrats sont enregistrés au compte de résultat de manière linéaire sur la durée de location.

Les engagements hors bilan de location, présentés dans la note 21, portent sur :

- les contrats de location de courte durée (inférieure ou égale à 12 mois) ;
- les contrats de location sur des actifs de faible valeur (valeur à neuf inférieure à 5 000 dollars) ;
- les contrats de location signés mais pour lesquels les biens loués n'ont pas encore été mis à disposition (par exemple les biens en cours de construction).

Comptabilisation d'un contrat de location en tant que bailleur

Les dispositions de comptabilisation d'un contrat de location dans lequel le Groupe est bailleur dépendent de la qualification du contrat. Si celui-ci représente une location-financement suite au transfert au preneur de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété du bien, le Groupe constate un actif financier à son bilan en lieu et place de l'immobilisation initiale ; la créance est alors égale à la valeur actualisée des loyers à recevoir.

9.4.1 Variation des actifs au titre du droit d'utilisation

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	6 622	686	-	1	(379)	6 930
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	1 362	471	-	-	(101)	1 732
Valeurs brutes	**7 984**	**1 157**	**-**	**1**	**(480)**	**8 662**
Terrains et constructions	(2 905)	(641)	-	(6)	202	(3 350)
Installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(777)	(226)	-	-	106	(897)
Amortissements et pertes de valeur	**(3 682)**	**(867)**	**-**	**(6)**	**308**	**(4 247)**
VALEURS NETTES	**4 302**	**290**	**-**	**(5)**	**(172)**	**4 415**

Au 31 décembre 2025, les actifs au titre du droit d'utilisation sont essentiellement portés par EDF SA pour 1 498 millions d'euros, Enedis pour 778 millions d'euros et EDF power solutions pour 633 millions d'euros.

Les augmentations en valeur brute concernent les droits d'utilisation immobilisés à l'actif au titre des nouveaux contrats de location, dont EDF SA pour 413 millions d'euros liés notamment à des contrats de location de locaux à usage tertiaire et à la réception d'un méthanier, le Royaume-Uni pour 156 millions d'euros en lien notamment avec le projet HPC, l'Italie pour 135 millions d'euros, Enedis pour 115 millions d'euros (location siège notamment) et enfin Dalkia pour 92 millions d'euros principalement liés à la flotte de véhicules électriques.

9.4.2 Impacts au compte de résultat

Les principaux impacts des contrats de location en tant que preneur sur le compte de résultat sont les suivants :

(en millions d'euros)	2025	2024
Revenus des sous-locations	5	7
Charges au titre des loyers variables	(71)	(67)
Charges au titre des locations à court terme ou dont le bien sous-jacent est de faible valeur	(145)	(176)
Résultats de cessions-bails	-	-
Excédent brut d'exploitation	**(211)**	**(236)**
Dotations aux amortissements des actifs au titre du droit d'utilisation	(867)	(804)
Résultat d'exploitation	**(1 078)**	**(1 040)**
Charges d'intérêts sur l'obligation locative	(156)	(131)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES	**(1 234)**	**(1 171)**

9.4.3 Décaissements relatifs aux contrats de location

(en millions d'euros)	2025	2024
TOTAL DES DÉCAISSEMENTS RELATIFS AUX DETTES LIÉES A L'OBLIGATION LOCATIVE	**(987)**	**(867)**

9.5 Immobilisations en concessions des autres activités (hors concessions de distribution publique d'électricité en France)

Principes et méthodes comptables

La comptabilisation de contrats de concessions prend en compte la nature des contrats et leurs stipulations contractuelles.

Concessions en France

En France, le Groupe est concessionnaire de trois types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) (voir note 10) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État ;
- les concessions de production et distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges-type approuvé par décret. Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...) et, pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 46 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi : lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521- 16 al. 3 du Code de l'énergie).

Le cadre juridique des concessions a vocation à évoluer à la suite de l'accord de principe auquel la France et l'Union européenne sont parvenues le 28 août 2025 sur la gestion des barrages hydroélectriques en France (voir note 5.1.1). La transcription en cours de cet accord dans la législation française n'a pas de conséquences dans les comptes 2025 du Groupe.

Les contrats de concession ne relevant pas de l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services », les actifs utilisés, qu'il s'agisse des biens concédés ou biens propres, sont inscrits en « Immobilisations en concessions des autres activités » pour leur coût d'acquisition.

Les principales durées d'utilité sont les suivantes et les durées d'amortissement retenues tiennent par ailleurs compte pour les ouvrages concédés des durées des contrats de concession :

• barrages hydroélectriques	75 ans
• matériel électromécanique des usines hydroélectriques	50 ans

Concession de production et de distribution de chaleur, dont les concédants sont des collectivités publiques

Les contrats de concession de production et de distribution de chaleur conclus par Dalkia avec des collectivités publiques se caractérisent par un droit d'exploiter, pour une durée limitée et sous le contrôle du concédant, les installations remises par ce dernier ou construites à sa demande.

Ces contrats fixent les conditions de rémunérations et de transfert des installations au concédant ou à un autre tiers successeur à l'expiration du contrat.

Les actifs sont comptabilisés en « Autres actifs incorporels » conformément à l'interprétation IFRIC 12 « Accords de concession de services ». Ils sont amortis linéairement sur la durée des contrats de concessions, comprise généralement entre 15 et 25 ans.

Les installations sont situées quasi exclusivement en France.

Concessions à l'étranger

Les concessions à l'étranger concernent essentiellement Edison en Italie, qui est concessionnaire de réseaux de distribution locale de gaz, de sites de production hydraulique et de services énergétiques. Edison est propriétaire des actifs, à l'exception d'une partie des immobilisations corporelles des sites de production hydraulique, qui sont remises gratuitement ou font l'objet d'une indemnisation à l'échéance de la concession.

Les actifs de production hydraulique qui sont remis gratuitement à la fin de la concession sont amortis sur la durée de la concession.

Les valeurs nettes des immobilisations en concessions des autres activités se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Mises en service	Diminutions	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Terrains et constructions	1 695	-	30	(6)	1	(1)	1 719
Installations productions thermique et hydraulique	12 158	8	370	(450)	8	(34)	12 060
Autres	718	-	13	(32)	-	11	710
Immobilisations en cours	930	457	(413)	(17)	-	6	963
Valeurs brutes	**15 501**	**465**	**-**	**(505)**	**9**	**(18)**	**15 452**
Terrains et constructions	(1 084)	(36)		6	-	-	(1 114)
Installations productions thermique et hydraulique	(7 273)	(320)		432	-	33	(7 127)
Autres	(511)	(33)		31	-	2	(512)
Immobilisations en cours	(17)	-		-	-	-	(17)
Amortissements et pertes de valeur	**(8 885)**	**(389)**	**-**	**469**	**-**	**35**	**(8 770)**
VALEURS NETTES	**6 616**	**76**	**-**	**(36)**	**9**	**17**	**6 682**

9.6 Investissements incorporels et corporels au tableau de flux de trésorerie

(en millions d'euros)	2025	2024
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(2 779)	(2 733)
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(21 611)	(22 739)
Variation des dettes fournisseurs d'immobilisations	(442)	693
INVESTISSEMENTS INCORPORELS ET CORPORELS	**(24 832)**	**(24 779)**

Les investissements en immobilisations corporelles et incorporelles réalisés en 2025 concernent principalement :

- le secteur **France - Production et Commercialisation** pour 7 949 millions d'euros, avec en premier lieu les investissements réalisés sur le parc nucléaire en exploitation, essentiellement dans le cadre du programme Grand Carénage, ainsi qu'à la production hydraulique et les investissements sur le nouveau nucléaire portés essentiellement par le programme EPR2 (voir note 9.2) ;
- le secteur **France - Activités régulées** pour 6 812 millions d'euros, essentiellement dans les raccordements clients et producteurs, ainsi que le renouvellement et la modernisation du réseau et la qualité de la desserte ;
- le secteur **Royaume-Uni** pour 6 153 millions d'euros, concernant principalement les investissements réalisés pour le projet Hinkley Point C ;
- le secteur **EDF power solutions** pour 1 956 millions d'euros principalement sur les projets éoliens et solaires, en Amérique du Nord, en France et au Royaume-Uni.

9.7 Pertes de valeur / reprises

Principes et méthodes comptables

À chaque arrêté et conformément à la norme IAS 36, le Groupe détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Par ailleurs, au moins une fois par exercice, le Groupe effectue un test de dépréciation des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT comprenant un actif incorporel à durée de vie indéterminée ou auxquelles tout ou partie d'un goodwill a été affectée.

Les tests de dépréciation sont réalisés selon les modalités suivantes :

- le Groupe mesure les éventuelles pertes de valeur des actifs à long terme et des goodwill par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein d'UGT, et leur valeur recouvrable ;
- les UGT correspondent à des ensembles homogènes générant des flux identifiables indépendants. Elles reflètent la manière dont les activités sont gérées au sein du Groupe : il peut s'agir d'un sous-groupe lorsque l'activité est optimisée de façon globale en son sein, d'UGT déterminées au sein d'un sous-groupe correspondant à différents types d'activités (thermique, renouvelable, services) lorsque ces dernières sont gérées indépendamment ou encore d'actifs isolés ;
- la valeur recouvrable de ces UGT est la valeur la plus élevée entre la juste valeur nette des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Lorsque cette valeur recouvrable est inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Pertes de valeur », en s'imputant en priorité sur les goodwill puis sur les actifs immobilisés de l'UGT concernée ; les pertes de valeur comptabilisées relatives à des goodwill sont irréversibles ;
- la juste valeur correspond au prix potentiel, qui serait reçu de la vente de l'actif lors d'une transaction normale entre des acteurs économiques ;
- le calcul de la valeur d'utilité repose sur la projection de flux de trésorerie futurs ;
  - sur un horizon cohérent avec la durée de vie et/ou d'exploitation de l'actif,
  - pour certains actifs incorporels à durée de vie indéfinie (exemple : marques), au-delà de l'horizon observable ou modélisable, une valeur terminale est déterminée sur la base d'une actualisation à l'infini d'un flux normatif,
  - n'intégrant pas de projets de développement autres que ceux actés à la date d'évaluation,
  - actualisés à un taux reflétant le profil de risque de l'actif ou de l'UGT,
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés. Ils sont déterminés par zone géographique et par activité selon la méthode du MEDAF. Les CMPC sont calculés après impôt ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture ;
  - pour les premières années, les flux correspondent au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur cet horizon, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées pour chaque pays, dans lequel le Groupe contrôle des actifs industriels, dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnections, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée…) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, le Groupe se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et le Groupe les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios. Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) pour tous les pays européens, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2060 ;
- les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production, dès lors que les pays ont introduit ou annoncé la mise en place d'un système de rémunération de capacité.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché du Groupe ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme et les valeurs terminales considérées, le cas échéant.

9.7.1 Pertes de valeur par catégorie d'immobilisations

Les pertes de valeur et reprises s'analysent comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	2025	2024
Pertes de valeur sur goodwill	9.1	(16)	(151)
Pertes de valeur sur autres actifs incorporels	9.2	(146)	(372)
Pertes de valeur sur actifs corporels	9.3-9.5	(4 003)	(1 312)
PERTES DE VALEUR NETTES DES REPRISES		**(4 165)**	**(1 835)**

Au titre de l'exercice 2025, les pertes de valeur s'élèvent à (4 165) millions d'euros et sont détaillées ci-après.

9.7.2 Tests de perte de valeur sur les goodwill, actifs incorporels et corporels

Les tableaux ci-après présentent le résultat des tests de dépréciation effectués sur les principaux goodwill, immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée et autres actifs du Groupe au 31 décembre 2025, les hypothèses-clés retenues ainsi que des sensibilités à certaines variations d'hypothèses.

Pertes de valeur sur goodwill et immobilisations incorporelles à durée de vie indéterminée

Des pertes de valeur sur goodwill sont enregistrées à hauteur de (16) millions d'euros au 31 décembre 2025.Au 31 décembre 2024, des pertes de valeur avaient été enregistrées à hauteur de (151) millions d'euros, principalement au Royaume-Uni (EDF Energy).

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Valeur nette comptable (en millions d'euros)	CMPC après impôt	Taux de croissance à l'infini	Pertes de valeur 2025 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Goodwill	3 419	6,95 %	-	-
Italie (Edison)	Goodwill (services énergétiques)	141	7,3 %	1,5 %	-
	Marque Edison	945	< 7,3 % - 8,2 % >		-
Industries et Services	Goodwill Framatome	1 605	7,9 %	1,9 %	-
	Goodwill Arabelle Solutions	485	8,3 %	2,0 %	-
	Marque Framatome	151	7,8 %	2,0 %	-
Dalkia	Goodwill	609	6,1 %	2,0 %	(15)
	Marque Dalkia	130	6,1 %	2,0 %	-
Autres	Goodwill	713			(1)
PERTES DE VALEUR SUR GOODWILL ET IMMOBILISATIONS INCORPORELLES À DURÉE DE VIE INDÉTERMINÉE					**(16)**

Pertes de valeur sur autres actifs incorporels et corporels

Des pertes de valeur sont enregistrées sur les autres actifs incorporels et corporels à hauteur de (4 149) millions d'euros au 31 décembre 2025.

Secteur opérationnel	Unité Génératrice de Trésorerie ou actif concerné	Principaux indices de perte de valeur	CMPC après impôt	Pertes de valeur 2025 (en millions d'euros)
Royaume-Uni (EDF Energy)	Actifs nucléaires en construction	Projet Hinkley Point C (HPC) : révision des coûts et du calendrier du projet, baisse du prix CfD consécutive à l'encaissement de 1,6 Md£ dans le cadre de la décision finale d'investissement de Sizewell C et hausse du CMPC	6,9 %	(3 552)
	Autres actifs			(26)
EDF power solutions	Actifs solaires aux États-Unis	Mise au rebut d'actifs obsolescents	De 5,8 % à 7,1 %	(81)
	Actifs éoliens à Taïwan	Retard contractuel sur un projet en développement		(83)
	Actifs éoliens et solaires en Chine	Changements tarifaires légaux défavorables		(55)
	Actifs éoliens et solaires au Chili	Perspectives locales dégradées sur des projets en développement		(39)
	Actifs éoliens au Royaume-Uni	Perte de rentabilité sur des projets en développement		(27)
	Autres actifs			(74)
Autres pertes de valeur			-	(212)
PERTES DE VALEUR SUR AUTRES ACTIFS INCORPORELS ET CORPORELS				**(4 149)**

Hypothèses générales

Au 31 décembre 2025, le Groupe a retenu la méthodologie usuelle pour la réalisation de ses tests de dépréciation et a notamment procédé à la mise à jour du test pour les goodwill et actifs incorporels à durée de vie indéterminée.

Dans la continuité de l'année 2024, une attention particulière a été portée à la détermination des CMPC dans le contexte de volatilité des taux (voir partie Taux d'actualisation) en lien notamment avec la sensibilité de certains tests en cas de variation de ce paramètre. Les effets des scénarios de prix et mesures décidées ou mises en place par les Pouvoirs Publics dans les pays dans lesquels le Groupe est implanté ont également fait l'objet d'un suivi spécifique, dans les tests et la réalisation des sensibilités.

Prix de l'électricité

Sur l'horizon de marché (généralement trois ans), les prix *forward* retenus dans les tests correspondent aux prix de marché constatés à fin 2025 y compris couvertures, et ce, sur l'ensemble des zones géographiques. Les hypothèses retenues tiennent ainsi compte de l'environnement de marché actuel.

Sur l'horizon long terme, il est rappelé que les tests prennent en compte des courbes de prix, issues d'une construction analytique fondée sur des hypothèses et des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande dans le cadre d'un processus de scénarisation, mis à jour annuellement et faisant l'objet d'une gouvernance interne spécifique.

Les hypothèses retenues intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement une dynamique d'électrification des usages modifiant la demande énergétique totale.

Taux d'actualisation

L'estimation des taux d'actualisation a été revue à la hausse pour la clôture 2025 sur l'ensemble des pays de la zone euro (à l'exception de l'Italie) et au Royaume-Uni.

Cette évolution traduit essentiellement la progression des taux sans risque, atténuée par la contraction du *spread* EDF. En Italie, la baisse du taux sans risque est par ailleurs accentuée par ce même facteur.

L'augmentation des principaux CMPC retenus dans le cadre des tests par rapport au 31 décembre 2024 est ainsi de l'ordre de 10 à 20 points de base sur la France, la Belgique et le Royaume-Uni. En Italie, le CMPC diminue de 20 points de base.

Les résultats des tests font l'objet d'analyses de sensibilité au taux d'actualisation de +/- 30 points et +/- 50 points et, hormis pour la zone du Royaume-Uni qui est sensible à toute nouvelle hausse, elles ne mettent pas en évidence de risque de dépréciation sur les autres zones d'activités du Groupe.

Royaume-Uni – EDF Energy (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 30 838 millions d'euros)

Segment Commercialisation

Après une année 2024 marquée par la consolidation des marges et des parts de marché, soutenue par de solides performances auprès des moyennes et grandes entreprises, le segment commercialisation aborde 2025 dans un contexte de concurrence renforcée sur l'ensemble de ses activités, avec une volatilité des prix de marché désormais plus limitée.

La valeur recouvrable du segment Commercialisation est en augmentation par rapport à 2024. Cette augmentation est principalement portée par une méthode d'évaluation des flux futurs affinée permettant de mieux refléter le modèle opérationnel, l'évolution des activités ainsi que la manière dont les budgets et prévisions sont revus et approuvés par la direction. Elle résulte également de l'amélioration des marges opérationnelles.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte de réductions de taux de marge à long terme et de pertes de parts de marché ne font pas ressortir de risque de perte de valeur sur ce segment, celui-ci ayant par ailleurs peu d'actifs immobilisés (principalement des systèmes d'information).

Actifs nucléaires (centrales en exploitation)

La valeur recouvrable des actifs nucléaires existants est supérieure à leur valeur comptable. Elle est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie des actifs. Au 31 décembre 2025, le segment intègre la centrale de Sizewell B de technologie REP avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2055, les centrales AGR Torness et

Heysham 2 avec l'hypothèse d'une durée d'exploitation jusqu'en 2030 ainsi que les deux centrales AGR de Hartlepool et Heysham 1 dont la date de fin d'exploitation a été repoussée d'un an, soit à mars 2028 (voir communiqué de presse EDF Energy du 2 septembre 2025).

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité ont été conduits sur les hypothèses auxquelles ce segment est particulièrement sensible, soit une baisse des prix de l'électricité ou de la production nucléaire de - 5 % sur tout l'horizon ou encore une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation. Aucune de ces sensibilités prises individuellement ou cumulativement n'est susceptible de générer un risque de perte de valeur.

Goodwill et projet HPC

Au 31 décembre 2025, le goodwill brut d'EDF Energy s'établit à 6,4 milliards d'euros (soit 5,6 milliards de livres sterling). Il résulte principalement de l'acquisition de British Energy en 2009, diminué de la quote-part affectée au projet Sizewell C à la suite de la perte de contrôle intervenue en 2024. Les tests de dépréciation réalisés ces dernières années ont conduit à constater des dépréciations partielles pour un montant cumulé de 3,0 milliards d'euros.

Le test du goodwill d'EDF Energy est effectué sur la durée de vie des actifs industriels en exploitation ou en cours de construction, sans projection au-delà de cette durée. Le CMPC déterminé pour le goodwill tient compte des CMPC applicables à chaque UGT d'EDF Energy y compris celui applicable à l'UGT Hinkley Point C qui bénéficie d'un modèle régulé.

S'agissant de la valorisation du goodwill d'EDF Energy, le test met en évidence une marge positive, portée par les marges significatives des autres UGT d'EDF Energy (Nucléaire Existant et Commercialisation).

Concernant le projet HPC, pour rappel :

- au 31 décembre 2023, la révision des hypothèses relatives au coût du génie civil, à l'allongement de la phase de montage électromécanique (MEH), et à leurs impacts sur les autres lots, avait amené à constater une dépréciation à hauteur de (11 151) millions d'euros. Cette révision avait fait à la suite de la communication du 23 janvier 2024 sur la revue du calendrier et des coûts de construction des deux réacteurs nucléaires, et avait alors conduit à converger vers un scénario opérationnel prévoyant un démarrage de la production d'électricité en 2030 pour l'unité 1 et 2031 pour l'unité 2. Le scénario retenu pour le test de valorisation intégrait par ailleurs un risque de report d'un an par rapport au calendrier opérationnel de 120 mois utilisé pour le pilotage du projet ;
- au 31 décembre 2024, le test réalisé avait mis en évidence une perte de valeur de (1 116) millions d'euros liée à l'impact défavorable de la baisse des courbes relatives aux hypothèses d'inflation à long-terme. Les hypothèses opérationnelles étaient demeurées inchangées.

Au 31 décembre 2025, l'avancement de la phase de montage des équipements électromécaniques traduit un retard de 12 mois par rapport aux prévisions du projet présentées début 2024. Ce retard a entraîné un décalage du planning opérationnel d'un an, passant de 120 à 132 mois pour la mise en service du premier réacteur. Il est toujours prévu que la mise en service du deuxième réacteur interviendra 12 mois après la mise en service du premier.

Le scénario retenu pour le test de valorisation intègre par ailleurs toujours le risque d'un report d'un an par rapport au calendrier opérationnel de 132 mois désormais utilisé pour le pilotage du projet. Cette marge vise à couvrir un éventuel retard additionnel lié à la phase MEH et/ou à la mise en service. Le coût de construction estimé pour ce scénario de test de valorisation s'élève à 36 milliards de livres sterling$_{2015}$ (contre 34 milliards de livres sterling$_{2015}$ pour le scénario retenu au 31 décembre 2024).

La valeur recouvrable du projet HPC est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie sur la durée de vie attendue des actifs, en tenant compte également d'une durée de vie de soixante ans pour les deux réacteurs en cours de construction. Les flux de trésorerie futurs correspondants sont déterminés par référence au « Contract for Difference » (CfD) conclu entre le Groupe et le gouvernement britannique. Le CfD introduit des prix stables et prévisibles pour EDF Energy sur un horizon initial de 35 ans à compter de la date de mise en service des deux unités : si les prix de marché se situent en dessous du prix d'exercice du CfD, EDF Energy recevra un paiement complémentaire. Cet horizon a depuis été réduit de 32 mois afin de refléter l'évolution du calendrier. Depuis la décision finale d'investissement de Sizewell C intervenue en novembre 2025, le prix d'exercice du CfD est fixé à 89,50 £2012/MWh (en diminution de 3£ par rapport à 2024), et est indexé sur l'inflation britannique par le biais de l'indice des prix à la consommation (CPI). Ainsi pour la période d'exploitation sous CfD, les flux de trésorerie futurs intègrent une hypothèse d'inflation à long terme de 2,2 % à partir de 2030 (contre 2,0 % retenu pour le test réalisé au 31 décembre 2024). Pour la période d'exploitation postérieure au CfD, les flux de trésorerie futurs intègrent une hypothèse de prix basée sur le prix de l'exercice CfD fixé à 89,50 £$_{2012}$/MWh, à laquelle s'ajoute l'inflation britannique, faute de scénarios de prix établis à cette échéance. Cette hypothèse s'appuie sur une étude interne relative au prix de marché de l'électricité au Royaume-Uni, qui, compte tenu du faible nombre d'installations connues à ce jour (dont HPC) permettant de fournir de l'électricité en base après l'expiration du *Contract for Difference* de Hinkley Point C (soit post 2064), conclut à la convergence du prix du marché de l'électricité vers les coûts de ce moyen de production. Si de nouveaux scénarios de prix long terme de l'électricité étaient établis (en interne ou en externe), cette hypothèse pourrait être ajustée.

Le CMPC déterminé pour HPC est un taux hybride qui tient compte de la spécificité des flux régulés sous CfD, puis des flux exposés aux prix de marché pour les années suivantes. Le taux applicable au projet s'établit à 6,9 % au 31 décembre 2025, en hausse de 10 points de base par rapport à 2024. Le CMPC déterminé pour tester le goodwill EDF Energy tient compte des CMPC applicables aux différentes UGT composant EDF Energy (HPC, Nucléaire Existant, Commercialisation). Du fait du poids respectif des flux de trésorerie de chacune des UGT, le taux global sur le goodwill EDF Energy s'élève à 6,95 % au 31 décembre 2025, contre 6,85 % au 31 décembre 2024.

La révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 £$_{2012}$/MWh du contrat pour différence à 89,5 £$_{2012}$/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C, intégralement compensée par le versement à Hinkley Point C de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié.

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.

Analyse de sensibilité :

La valeur recouvrable du projet HPC, comme celle du goodwill d'EDF Energy, reste sensible à toute variation d'hypothèses. À titre d'exemple de sensibilités défavorables :

- une augmentation de 30 points de base des taux d'actualisation aurait un impact négatif de (2,3) milliards de livres sur la valeur recouvrable ;
- une diminution de 10 points de base des indices d'inflation après 2030 aurait un impact négatif de (0,7) milliard de livres sur la valeur recouvrable ;
- une diminution linéaire du prix de l'électricité sur la période post *CfD* (au-delà de 2064) de 10£$_{2025}$/MWh aurait un impact de (0,6) milliard de livres sur la valeur recouvrable ;
- un retard de 12 mois (au regard du calendrier de 144 mois) sur la phase de montage électromécanique aurait un impact de (2,4) milliards de livres sur la valeur recouvrable ;
- un retard de 6 mois (au regard du calendrier de 144 mois) sur la phase de mise en service aurait un impact de (1,0) milliard de livres sur la valeur recouvrable.

Italie – Edison (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 046 millions d'euros)

La marque « Edison », reconnue lors de la prise de contrôle en 2012 pour un montant de 945 millions d'euros, fait l'objet d'un test de dépréciation annuel conformément aux prescriptions de la norme IAS 36 sur les actifs incorporels à durée de vie indéterminée. Le test repose sur la méthode du taux de redevance sur le chiffre d'affaires et intègre une prime de risque de 100 points de base au taux d'actualisation retenu pour actualiser les flux de trésorerie futurs. Le test actualisé au 31 décembre 2025 met en évidence une marge largement positive malgré un léger recul des hypothèses retenues sur les volumes.

La marge du test des activités de vente et de commercialisation bénéficie globalement de perspectives favorables, portées par l'évolution positive des marges commerciales, tandis que les tests des activités liées aux services énergétiques affichent des marges relativement stables par rapport à 2024.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ou encore d'une baisse des royalties de 5 % ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Sur les actifs de production d'énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque et hydraulique), les tests présentent des marges relativement stables. S'agissant des actifs thermiques, la marge reste largement positive malgré la baisse des *clean spark spreads* à court et moyen terme. Cette performance est essentiellement portée par les deux CCGT de nouvelle génération de Marghera et Presenzano, mises en service en 2023. Ces unités se distinguent par des émissions de carbone et d'oxydes d'azote inférieures à la moyenne nationale (jusqu'à 30 % pour le carbone et jusqu'à 70 % pour les oxydes d'azote) et bénéficieront par ailleurs de revenus liés au mécanisme de capacité.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base, d'une baisse de 5 % des prix ou encore d'une baisse de 10 % des *clean spark spreads* ne remettent pas en cause la conclusion de ces tests.

Industrie et Services (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 6 339 millions d'euros)

Framatome

La valeur recouvrable des actifs de Framatome est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des grands projets de construction intégrés dans le scénario réacteur, de parts de marché retenues pour les services à la base installée et de livraisons de combustibles aux réacteurs clients. Le scénario de référence retenu intègre notamment le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne.

La marge du test du goodwill est relativement stable par rapport au 31 décembre 2024. L'effet favorable lié à la hausse du taux de croissance long terme (de 1,5 % à 1,9 %) est atténué par la hausse du CMPC (+30 points de base). Pour l'actualisation des flux de trésorerie futurs, le CMPC retenu est pondéré afin de refléter la diversité et le profil de risque spécifique des activités de Framatome.

Les actifs incorporels de Framatome reconnus lors de l'acquisition (technologies, dont EPR, amorties sur une durée moyenne de 15 à 20 ans ; relations clients, amorties sur une durée moyenne de 11 ans ; marque) ont été testés sans qu'un risque de perte de valeur ne soit mis en évidence.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

Arabelle Solutions

La valeur recouvrable des actifs d'Arabelle Solutions est déterminée sur la base d'un *business plan* (BP) sur 10 ans et d'une valeur terminale. Ce BP est sensible aux hypothèses de réalisation des projets intégrés dans le scénario de référence retenu. Celui-ci intègre notamment le développement du programme EPR2 en France et la réalisation du projet de Sizewell C en Grande-Bretagne.

Un test de dépréciation sur le goodwill a été réalisé pour la première fois cette année depuis son acquisition en 2024. Ce test met en évidence une marge positive portée par la relance du nucléaire et les synergies apportées par le groupe.

Le taux de croissance long terme retenu est de 2 % et le CMPC de 8,3 %. Celui-ci est un CMPC pondéré tenant compte du profil de risque des différentes activités d'Arabelle Solutions.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 50 points de base ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

EDF power solutions (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 16 076 millions d'euros)

EDF power solutions

Les actifs d'EDF power solutions sont principalement constitués d'UGT bénéficiant de *Power Purchase Agreement* (PPA) avec des revenus contractés sur la plus grande partie de la durée de vie des actifs et ayant de ce fait une faible exposition marché.

Des pertes de valeur ont été constatées pour un montant total de (349) millions d'euros. Elles concernent notamment des projets en développement à Taïwan, des actifs solaires devenus obsolescents aux États-Unis, des parcs éoliens et solaires en exploitation en Chine pénalisés par des évolutions réglementaires tarifaires défavorables, des projets en développement au Chili, dans un contexte de perspectives locales moins favorables, ainsi que des projets de parcs éoliens au Royaume-Uni confrontés à des dépassements de coûts de construction.

Luminus

La mise à jour du test de Luminus confirme l'absence de risque de perte de valeur. La marge progresse sous l'effet des coûts engagés en 2025 pour la prolongation de 10 ans des deux unités Tihange 3 et Doel 4 (en 2024, le caractère prévisionnel de ces coûts avait un impact défavorable sur la marge).

S'agissant de l'UGT Thermique, la marge du test reste largement positive malgré le retard pris par la construction de la centrale thermique à Cycle Combiné Gaz de Seraing.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation du CMPC de 50 points de base ne mettent pas en évidence de risque de perte de valeur.

Dalkia (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 3 482 millions d'euros)

Au 31 décembre 2025, le goodwill de Dalkia est de 609 millions d'euros et résulte principalement de l'acquisition du groupe Dalkia en France en 2014.

La valeur recouvrable de Dalkia est déterminée sur la base des flux futurs de trésorerie projetés sur un horizon moyen terme et d'une valeur terminale représentative de la projection des flux à l'infini. La mise à jour du test au 31 décembre 2025 révèle une augmentation de la valeur recouvrable, principalement portée par le développement de l'activité travaux et la dynamique favorable des initiatives commerciales.

Les pertes de valeur sur goodwill constatées pour (15) millions d'euros au 31 décembre 2025 concernent principalement le goodwill de Dalkia Aegis aux États-Unis, qui a cessé son activité en 2025.

La marque Dalkia reconnue à l'occasion de la prise de contrôle en 2014 pour un montant de 130 millions d'euros est évaluée selon la méthode des taux de redevance sur le chiffre d'affaires. L'actualisation du test au 31 décembre 2025 ne remet pas en cause la valeur retenue dans les comptes.

Analyse de sensibilité :

Les tests de sensibilité conduits tenant compte d'une augmentation supplémentaire du CMPC de 50 points de base ou encore de l'utilisation d'un taux de croissance à l'infini en baisse de 20 points ne font pas ressortir de risque de perte de valeur.

France – Production et Commercialisation (Goodwill et immobilisations incorporelles et corporelles : 68 921 millions d'euros)

Ce segment recouvre quasi-exclusivement en termes de valeur d'actif le parc de production en France hexagonale. La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaires, thermiques et hydrauliques) constitutifs du parc français, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit le Groupe à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 16 546 millions d'euros (voir note 9.3), les coûts engagés dans le cadre du projet EPR2 pour une valeur nette comptable de 4 147 millions d'euros (voir note 9.2), ainsi que les activités d'optimisation et de commercialisation. Elle n'inclut aucun goodwill.

Sur l'exercice 2025, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

La valeur recouvrable a toutefois été actualisée compte tenu notamment de l'évolution du cadre réglementaire sur les revenus du parc nucléaire (dispositif de taxation post-ARENH). Elle est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle du Groupe, décrite en principes et méthodes comptables sur la durée de vie des actifs, avec un CMPC après impôt de 7,1 % au 31 décembre 2025 (6,9 % au 31 décembre 2024).

S'agissant des actifs nucléaires, le Groupe retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes consolidés au 31 décembre 2025 bien que la stratégie industrielle du Groupe soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans, voir note 9.3).

Concernant les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation, le dispositif appelé à remplacer l'ARENH à compter du 1er janvier 2026 introduit un mécanisme de taxation des revenus du nucléaire, dont le produit sera directement reversé aux consommateurs sous la forme du « versement nucléaire universel » (VNU). Cette taxation s'appliquera dès que les revenus dépasseront un premier seuil (la taxation sera de 50 % des revenus supérieurs au seuil). Au-delà d'un second seuil, dit « seuil d'écrêtement », la part supplémentaire des revenus sera taxée à 90 %. Les niveaux des seuils seront définis par arrêté ministériel pour des périodes triennales, sur la base du coût complet de production nucléaire établi par la CRE, avec une majoration tenant compte de la situation financière de l'entreprise et des investissements nécessaires pour les nouveaux actifs nucléaires.

Dans l'attente de l'arrêté ministériel fixant les seuils pour la période 2026-2028, la valeur recouvrable a été estimée en retenant un seuil de taxation à 78 €/MWh et un seuil d'écrêtement à 110 €/MWh. L'évaluation au 31 décembre 2025 intègre également la reconduction de ce dispositif après 2028, sur la durée de vie résiduelle du parc nucléaire, avec des seuils établis par EDF sur la base de la vision prévisionnelle du coût complet de production nucléaire (tels qu'établi par la CRE, voir note 5.1.1).

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits de moyen terme - des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans - qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

Depuis fin 2023, EDF propose également à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire) pour des durées de 10 ou 15 ans. Par ailleurs, EDF a élargi le périmètre des acteurs éligibles à ces contrats (consommateurs > 7 GWh/an, fournisseurs et producteurs d'électricité) par l'intermédiaire d'un guichet de souscription dédié. Ce dispositif mettra à leur disposition un volume total de 1 800 MW d'électricité (soit environ 10,6 TWh pour un niveau de production annuel du parc historique de 360 TWh). La livraison d'énergie en France au titre de ces contrats a débuté au 1er janvier 2026.

À fin 2025, la valeur recouvrable du test diminue par rapport à 2024 mais reste largement supérieure à la valeur nette comptable. Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- la réglementation post ARENH ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyse de sensibilité :

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période hors PMT (Plan Moyen Terme) ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; effet de la fermeture anticipée des tranches sur le prix de marché, qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Note 10 *Concessions de distribution publique d'électricité en France*

Principes et méthodes comptables

Le traitement comptable des concessions de distribution publique d'électricité en France repose sur les contrats de concession et particulièrement sur leurs clauses spécifiques. Il prend en compte l'éventualité que le statut de concessionnaire obligé du groupe EDF et d'Enedis en particulier, puisse un jour être remis en cause.

Conformément aux contrats de concession, le concessionnaire exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession et assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. Le contrôle des actifs est exercé par le concessionnaire au sens d'IAS 16, et les concédants ne disposent pas des éléments déterminants qui caractérisent le contrôle des infrastructures au sens d'IFRIC 12.

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est ainsi porté à l'actif du bilan, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par les concessionnaires, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement, avec au passif l'enregistrement des obligations contractuelles vis-à-vis des concédants.

Les ouvrages relevant de la distribution publique d'électricité construits ou acquis par le concessionnaire sont évalués au coût de production ou d'acquisition :

- la valeur d'entrée à l'actif des immobilisations acquises correspond au coût réel d'achat, y compris les frais directement attribuables engagés pour mettre l'actif en état de fonctionner ;
- le coût de production des biens réalisés en interne comprend tous les coûts de main d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif, qu'il s'agisse des moyens propres engagés directement par l'entreprise ou des facturations de tiers.

Les ouvrages neufs remis par les concédants sont évalués au coût qu'aurait supporté le Groupe s'il les avait lui-même construits.

La contrepartie des biens neufs remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan en « Passifs spécifiques de concessions ».

Les ouvrages de distribution (canalisations, postes de transformation, branchements) sont amortis sur une durée comprise entre 30 et 60 ans, les compteurs et installations de comptage sur une durée de 20 ans majoritairement. Selon une périodicité régulière, le Groupe s'assure de la pertinence des principaux paramètres de comptabilisation des immobilisations en concession (durées d'utilité, valeurs de remplacement, mailles de gestion).

Organisation des concessions de distribution en France

Les autorités concédantes organisent le service public de la distribution d'énergie électrique dans le cadre de contrats de concession dont les cahiers des charges fixent les droits et obligations respectifs des parties.

Enedis est le concessionnaire chargé de l'exploitation de l'essentiel des réseaux de distribution publique d'électricité en France et dessert 95 % de la population métropolitaine continentale, au travers de 346 contrats de concession au 31 décembre 2025. Les 5 % restants sont desservis par des Entreprises Locales de Distribution (ELD) (dont Électricité de Strasbourg).

Par ailleurs, SEI est le concessionnaire chargé du réseau de distribution pour les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, selon un cadre réglementaire des concessions identique à celui d'Enedis.

Depuis 2018, les contrats de concession nouvellement signés relèvent du modèle de contrat de concession validé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis. Ainsi :

- les passifs associés aux concessions existant à la date d'effet de chaque nouveau contrat, constitués au titre du contrat précédent qui relevait du modèle de cahier des charges de 1992 et représentant les droits de l'autorité concédante sur les ouvrages concédés, sont maintenus à cette date ;
- l'obligation contractuelle de comptabiliser des dotations à la provision pour renouvellement a été supprimée et la gouvernance des investissements a évolué.

En vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'un schéma directeur d'investissements, correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession, et des Programmes pluriannuels d'investissements (PPI), par périodes de 4 à 5 ans.

Les PPI sont actualisés en tant que de besoin, après concertation entre Enedis et l'autorité concédante, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière d'investissements et de ressources financières de chacun.

S'il était constaté à l'issue d'un PPI un non-respect des investissements faisant l'objet de l'engagement financier d'Enedis, l'autorité concédante pourrait enjoindre à Enedis de déposer une somme équivalente à 7 % du montant des investissements restant à réaliser, somme qui lui serait restituée, ou non, en fonction des investissements réalisés à l'issue d'un délai de deux ans.

10.1 Immobilisations en concessions de distribution publique d'électricité en France

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations [1]	Mises en service	Diminutions	Autres mouvements [2]	31/12/2025
Terrains et constructions	3 787	-	197	(10)	3	3 977
Réseaux	116 786	797	4 593	(506)	209	121 879
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	5 743	2	455	(139)	(210)	5 851
Immobilisations en cours	3 176	5 621	(5 245)	(19)	4	3 537
Valeurs brutes	**129 492**	**6 420**	**-**	**(674)**	**6**	**135 244**
Terrains et constructions	(1 890)	(99)	-	8	(13)	(1 994)
Réseaux	(55 332)	(255)	-	328	(2 773)	(58 032)
Autres installations, matériels, outillages et autres immobilisations	(3 607)	(272)	-	129	(70)	(3 820)
Amortissements et pertes de valeur	**(60 829)**	**(626)**	**-**	**465**	**(2 856)**	**(63 846)**
VALEURS NETTES	**68 663**	**5 794**	**-**	**(209)**	**(2 850)**	**71 398**

(1) Les augmentations comprennent également les remises d'ouvrages par les concédants.

(2) Les autres mouvements concernent principalement les amortissements des biens concédés effectués en contrepartie d'une diminution des passifs de concessions.

10.2 Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité en France

Principes et méthodes comptables

Les passifs associés aux concessions, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité en France se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) qui sont évalués à hauteur de :
  - la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés),
  - déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler) :
  - amortissement du financement du concédant : il s'agit d'une dette du concessionnaire envers le concédant qui se constate au fur et à mesure de l'utilisation du bien,
  - provision pour renouvellement : pour les seuls biens renouvelables avant le terme des contrats de concession signés selon le modèle de cahier des charges de 1992, et à l'exception des colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ÉLAN, elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. En application des dispositions du cahier des charges de 2017, duquel relèvent aujourd'hui la quasi-totalité des contrats en vigueur, les ouvrages concédés ne donnent plus lieu à constitution de provision pour renouvellement, les soldes de provisions à l'échéance du précédent contrat ont été transférés dans le nouveau contrat et les provisions pour renouvellement continuent d'être utilisées conformément à leur objet.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

Le Groupe considère qu'il convient d'évaluer les obligations au titre des biens à renouveler sur la base des clauses spécifiques des contrats de concession. Cette approche consiste à retenir le montant des engagements contractuels tel qu'il est calculé et communiqué annuellement aux concédants dans le cadre des comptes rendus d'activité. Elle prend également en compte l'éventualité d'une remise en cause du statut de concessionnaire obligé.

Les passifs spécifiques des concessions sur biens existants et sur biens à renouveler se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Contre-valeur des biens [1]	61 277	59 123
Financement concessionnaire non amorti	(37 139)	(34 978)
Droits sur biens existants - valeurs nettes	**24 138**	**24 145**
Amortissement du financement du concédant	18 468	17 717
Provisions pour renouvellement	8 548	8 741
Droits sur biens à renouveler	**27 016**	**26 458**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE	**51 154**	**50 603**

(1) Incluant les participations reçues sur le financement d'immobilisations en concessions pour 162 millions d'euros (133 millions d'euros en 2024).

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

		31/12/2025			31/12/2024	
(en millions d'euros)	Notes	Quote-part d'intérêts dans le capital %	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net	Quote-part de capitaux propres	Dont quote-part de résultat net
CTE	11.1	50,10	2 129	253	1 888	68
Autres participations : actifs dédiés d'EDF SA	14.1.2	n.a.	2 116	53	2 290	(26)
Participations d'EDF power solutions	11.4	n.a.	1 960	65	2 235	(1 057)
Taishan (TNPJVC)	11.2	30,00	n.c.	n.c.	961	(12)
Sizewell C (Holding) Ltd.	11.3	12,50	31	-	652	-
Participations d'EDF Trading	11.4	n.a.	705	120	948	214
Autres participations	11.4	n.a.	n.c.	n.c.	1 193	130
TOTAL			**8 828**	**670**	**10 167**	**(683)**

n.a. : non applicable.

n.c. : non communiqué.

Au 31 décembre 2025, des reprises de pertes de valeur nettes des dotations ont été constatées au titre de participations dans certaines entreprises associées, pour un montant de 21 millions d'euros. Des prêts consentis à certaines entreprises associées ont par ailleurs été dépréciés à hauteur de (85) millions d'euros (voir note 17.1.3).

Au 31 décembre 2024, des pertes de valeur d'un montant de (1 454) millions d'euros avaient été comptabilisées au titre des entreprises associées, principalement sur des actifs détenus par EDF power solutions.

11.1 Coentreprise de Transport d'Électricité (CTE)

Les principaux indicateurs financiers du palier CTE (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Actifs non courants	25 502	23 140
Actifs courants	5 344	4 225
TOTAL ACTIF	**30 846**	**27 365**
Capitaux propres	4 249	3 768
Passifs non courants	19 533	16 976
Passifs courants	7 064	6 621
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**30 846**	**27 365**
Chiffre d'affaires	6 658	5 559
Excédent brut d'exploitation	2 371	1 629
Résultat net	**506**	**135**
Endettement financier net	15 859	14 665
Gains et pertes comptabilisés directement en capitaux propres	18	291
Dividendes versés	43	238

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

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

11.2 Taishan

La publication des comptes consolidés de CGN (société-mère de Taishan) étant postérieure à celle du Groupe, les principaux indicateurs financiers publiés de Taishan au 31 décembre 2024 (données à 100 %) sont les suivants :

(en millions d'euros)	31/12/2024	31/12/2023
Actifs non courants	10 689	10 760
Actifs courants	840	897
TOTAL ACTIF	**11 529**	**11 657**
Capitaux propres	3 206	3 137
Passifs non courants	7 073	6 684
Passifs courants	1 250	1 836
TOTAL DES CAPITAUX PROPRES ET DU PASSIF	**11 529**	**11 657**
Chiffre d'affaires	1 120	729
Résultat net	**(40)**	**(254)**
Dividendes versés	-	-

EDF est actionnaire à hauteur de 30 % de Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Limited (TNPJVC), société qui exploite deux réacteurs nucléaires de technologie EPR de 1 750 MW chacun à Taishan dans la province chinoise du Guangdong. CGN détient une participation de 51 % et Guangdong Energy Group une participation de 19 %.

Au cours du premier trimestre 2025, un arrêt programmé pour rechargement de combustible (« Refueling Outage ») a été initié sur le réacteur 1. Le réacteur 1 a été reconnecté au réseau le 14 juillet 2025. Le réacteur 2 a été à son tour arrêté mi-décembre dans le cadre d'un arrêt programmé pour rechargement combustible.

La provision pour risques constituée pour refléter les incertitudes tarifaires auxquelles la centrale de Taishan est soumise en l'absence de nouvelle publication de la NDRC (National Development and Reform Commission) sur la mise à jour du tarif régulé est réévaluée à chaque exercice arrêté.

11.3 Sizewell C

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

Le 22 juillet 2025, le projet Sizewell C a atteint le stade de la décision finale d'investissement et, le 4 novembre 2025, celui du *closing* financier. EDF prévoit d'investir pendant la période de construction un montant maximum de 1,1 milliard de livres sterling. EDF détient une participation de 12,5 % dans le capital de Sizewell C aux côtés du gouvernement britannique pour 44,9 %, La Caisse pour 20 %, Centrica pour 15 % et Amber Infrastructure pour 7,6 % (*cf.* communiqués de presse du Groupe du 22 juillet 2025 et du 4 novembre 2025). EDF n'a pas investi de nouveaux fonds lors du *closing* financier en raison du remboursement des coûts de développement qu'elle a engagés depuis 2015.

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

Au cours de l'exercice 2025, le projet a connu les évolutions suivantes :

- le contrat de *Nuclear Services Agreement*, l'accord de licence de la propriété intellectuelle, et la garantie de la performance du design, qui avaient été signés entre le consortium composé par EDF SA et Edvance, et la société de projet Sizewell C, sont devenus pleinement effectifs depuis le 1er janvier 2025 ;
- le contrat chaudière qui avait été signé entre Framatome et la société de projet Sizewell C est pleinement effectif depuis le 1er avril 2025 ;
- la signature du contrat turbine avec Arabelle Solutions le 18 juillet 2025 ;
- les travaux sur site progressent, en particulier la construction d'infrastructures locales, les travaux de terrassement et la préparation de la montée en puissance des travaux de génie civil ;
- les études d'ingénierie se poursuivent, avec un focus particulier sur les travaux de génie civil. La fabrication d'équipements critiques a été lancée, en particulier la cuve du réacteur de l'Unité 1, les 8 générateurs de vapeur et les principales conduites de refroidissement. Les activités sur le groupe turbo-alternateur ont démarré.

À fin décembre 2025, l'État britannique détient 44,9 % du projet, le groupe EDF détient 12,5 % et les autres partenaires détiennent les 42,6 % restants.

11.4 Autres participations

Les participations détenues par EDF power solutions se situent majoritairement en Amérique du Nord et dans une moindre mesure en Europe et en Chine.

L'acquisition complémentaire de la société Atlantic Shores Offshore Wind (ASOW) mise en équivalence, portant la participation du Groupe à 100 %, n'a pas eu d'incidence comptable significative compte tenu des dépréciations constatées en 2024 sur la valeur des titres et des prêts.

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

- la société JERA Global Markets (JERA GM), détenue à hauteur de 33 % par EDF Trading et spécialisée dans les activités de *trading* et d'optimisation, notamment de gaz naturel liquéfié (GNL) ;
- la centrale thermique supercritique Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd. en Chine, détenue à hauteur de 49 % par le Groupe ;
- le barrage Compagnie Énergétique de Sinop (CES) au Brésil, détenu à hauteur de 51 % par le Groupe ;
- le barrage Nachtigal au Cameroun, détenu à hauteur de 40 % par le Groupe.

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

12.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	Variation monétaire	Variation non-monétaire	31/12/2025
Stocks et en-cours de production	12.2	(19 248)	(212)	293	(19 167)
Clients et comptes rattachés nets de provision	12.3	(24 139)	2 135	339	(21 665)
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	12.5	19 466	2 010	(154)	21 322
Autres débiteurs et autres créditeurs [1]	12.4 et 12.6	11 550	(2 056)	(124)	9 370
Dont créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	*12.4*	*(792)*	*(3 503)*	-	*(4 295)*
Autres éléments du besoin en fonds de roulement		(1 524)	202	260	(1 062)
BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT NET		**(13 895)**	**2 079**	**614**	**(11 202)**

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

L'amélioration monétaire du besoin en fonds de roulement s'explique notamment par la diminution des créances clients en France, sur EDF SA, en lien avec la baisse des prix et l'effet de saisonnalité pour 3 094 millions d'euros et par l'augmentation des dettes fournisseurs pour 2 293 millions d'euros. Cette amélioration est partiellement compensée par l'augmentation de la créance de CSPE sur le secteur **France - Activités de production et commercialisation** pour (3 502) millions d'euros.

Les autres éléments comprennent les certificats d'émission CO_2 et certificats verts, présentés au bilan dans les immobilisations incorporelles, ainsi que des instruments dérivés liés à l'exploitation.

12.2 Stocks

Principes et méthodes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation, à l'exception des stocks détenus dans le cadre des activités de *trading*, qui sont évalués à leur valeur de marché. Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières, les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Combustible nucléaire

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- et les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication...).

Selon les obligations réglementaires propres à chaque pays, les stocks de combustibles (neufs ou partiellement consommés) peuvent également comprendre les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, trouvant leur contrepartie dans les passifs concernés (provisions ou dettes) ou les contributions libératoires versées au moment du chargement.

Ainsi pour la France, le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D594-1 du Code de l'environnement.

Conformément à IAS 23, les charges financières engendrées par le financement des stocks de combustible nucléaire sont enregistrées en charges de période dans la mesure où ces stocks sont produits de façon répétitive et en grande quantité.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composante (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

Autres stocks

Sont enregistrés dans les autres stocks :

- les autres combustibles, qui comprennent les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ainsi que les stocks de gaz ;
- les autres approvisionnements destinés à l'exploitation, ils sont constitués des matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les en-cours de production de biens et de services, liés notamment aux activités d'EDF power solutions, de Dalkia et de Framatome ;
- d'autres stocks, qui comprennent notamment les certificats relatifs aux différents dispositifs environnementaux (voir notes 5.5.2 et 9.2) et aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France ; voir note 5.1.1).

Hors activités de *trading*, les autres stocks d'exploitation sont généralement évalués selon la méthode du coût moyen pondéré en incluant les coûts d'achat directs et indirects.

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

	31/12/2025			31/12/2024		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
Combustible nucléaire	12 891	(477)	12 414	12 376	(430)	11 946
Autres combustibles	1 082	(185)	897	1 547	(274)	1 273
Autres approvisionnements	2 359	(505)	1 854	2 241	(428)	1 813
En-cours de production de biens et services	1 016	(46)	970	973	(24)	949
Autres stocks	3 057	(25)	3 032	3 335	(68)	3 267
TOTAL STOCKS	**20 405**	**(1 238)**	**19 167**	**20 472**	**(1 224)**	**19 248**

Une partie du stock de « Combustible nucléaire » vise à couvrir une consommation au-delà d'un an pour un montant de 9 537 millions d'euros au 31 décembre 2025 (9 183 millions d'euros au 31 décembre 2024).

L'évolution des stocks sur l'année 2025 s'explique principalement par la diminution des stocks des certificats de capacité (en « Autres stocks ») et des « Autres combustibles », partiellement compensée par l'augmentation des stocks de combustibles nucléaires présentés en « combustible nucléaire » essentiellement portée par un effet prix.

12.3 Clients et comptes rattachés

Principes et méthodes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et comptes rattachés sont comptabilisés à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir, elles sont ensuite comptabilisées au coût amorti ou à la juste valeur par autres éléments du résultat global.

Les clients et comptes rattachés incluent également le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée, qui sont présentés nettes des avances perçues des clients mensualisés.

Le Groupe suit la mesure simplifiée d'IFRS 9 pour calculer les pertes de crédit attendues à l'égard des créances clients, en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de perte de crédit.

(en millions d'euros)	Note	31/12/2025	31/12/2024
Clients et comptes rattachés hors EDF Trading – valeur brute		19 863	23 370
dont actifs sur contrat	*12.3.3*	*215*	*200*
Clients et comptes rattachés EDF Trading – valeur brute		3 845	2 627
Dépréciations		(2 043)	(1 858)
CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS – VALEUR NETTE		**21 665**	**24 139**

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

Les avances perçues des clients mensualisés en France sont déduites du poste créances clients et comptes rattachés à hauteur de 1 911 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les créances clients diminuent de (2 474) millions d'euros au 31 décembre 2025. La diminution concerne principalement EDF SA pour 3 106 millions d'euros en lien avec l'évolution du chiffre d'affaires compensée partiellement par une augmentation des créances clients d'EDF Trading de +1 218 millions d'euros.

12.3.1 Créances échues/non échues

	31/12/2025			31/12/2024		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Provisions	Valeurs nettes
CRÉANCES CLIENTS ET COMPTES RATTACHÉS	**23 708**	**(2 043)**	**21 665**	**25 997**	**(1 858)**	**24 139**
dont créances échues de moins de 6 mois	*2 112*	*(280)*	*1 832*	*2 330*	*(351)*	*1 979*
dont créances échues de 6 à 12 mois	*1 200*	*(403)*	*797*	*1 438*	*(428)*	*1 010*
dont créances échues de plus de 12 mois	*2 083*	*(1 261)*	*822*	*1 692*	*(1 012)*	*680*
dont total des créances échues	**5 395**	**(1 944)**	**3 451**	**5 460**	**(1 791)**	**3 669**
dont total des créances non échues	**18 313**	**(99)**	**18 214**	**20 537**	**(67)**	**20 470**

12.3.2 Opérations de mobilisation de créances

Principes et méthodes comptables

Le groupe EDF gère plusieurs programmes d'affacturage ou de titrisation lui permettant de céder des créances commerciales éligibles et de recevoir un paiement en numéraire.

Les créances clients sont décomptabilisées conformément à IFRS 9 dès lors que le Groupe a transféré :

- ses droits à recevoir des paiements au titre de l'actif ou qu'il a rempli son obligation de payer les flux de trésorerie reçus à une tierce partie (hors entité structurée consolidée) dans le cadre d'un accord de transfert, d'une part ; et
- en substance, la quasi-totalité des risques et avantages attachés aux créances, d'autre part.

Dans le cas contraire, les créances cédées restent inscrites à l'actif du bilan et les financements reçus sont traités comme des dettes financières.

Le Groupe a mis en place en 2023 un contrat de titrisation, au travers d'un Fonds Commun de Titrisation (entité *ad hoc*) qui conduit à conserver au bilan les créances concernées.

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Créances clients transférées et maintenues au bilan	61	75
Créances clients transférées et sorties du bilan	1 240	1 323

Des opérations de mobilisation de créances clients ont été réalisées par le Groupe pour un montant de 1 240 millions d'euros au 31 décembre 2025 concernant principalement Edison, EDF SA, Dalkia et Luminus (1 323 millions d'euros en décembre 2024).

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

12.3.3 Information sur les actifs sur contrat

Les actifs sur contrat correspondent à un droit de l'entité de recevoir une contrepartie en échange de biens ou services qu'elle a fournis à ses clients lorsque ce droit dépend d'autre chose que de l'écoulement du temps. Les actifs sur contrats sont essentiellement à échéance à moins d'un an.

Parmi les créances, les actifs sur contrat représentent un montant de 215 millions d'euros au 31 décembre 2025 (200 millions d'euros au 31 décembre 2024) et concernent principalement Dalkia, EDF power solutions et Arabelle Solutions.

12.4 Autres débiteurs

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Charges constatées d'avance	1 669	1 652
Créances TVA	2 442	2 460
Créances fiscales (hors TVA)	452	344
Créance de Contribution au service public de l'électricité (CSPE)	4 295	792
Autres créances d'exploitation [1]	5 334	7 086
AUTRES DÉBITEURS	**14 192**	**12 334**
dont part non courante	*1 978*	*1 979*
dont part courante	*12 214*	*10 355*
dont valeurs brutes	*14 313*	*12 424*
dont dépréciation	*(121)*	*(90)*

(1) Y compris créances sur cession d'actifs.

Au 31 décembre 2025, les autres créances d'exploitation intègrent principalement les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 1,5 milliard d'euros (2,4 milliards d'euros en 2024). La diminution de ces appels de marge est liée notamment au remplacement des collatéraux par des lettres de crédit et à la moindre volatilité des marchés. Les montants de ces appels de marge reconnus à l'actif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus au passif (voir note 12.6).

Au 31 décembre 2025, les autres débiteurs comprennent également des créances fiscales à hauteur de 2 895 millions d'euros (2 804 millions d'euros au 31 décembre 2024) et des charges constatées d'avance à hauteur de 1 669 millions d'euros (1 652 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Charges de service public d'EDF

Le mécanisme de la compensation de service public de l'énergie en France est présenté en note 5.5.1. Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2025 s'élève à 11 752 millions d'euros.

Les montants encaissés sur l'année 2025 en provenance de l'État s'établissent à 8 236 millions d'euros. Ce montant inclut le solde du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 668 millions d'euros et la compensation au titre de l'année 2025 pour 7 568 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, EDF SA constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 4 295 millions d'euros (792 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.5 Fournisseurs et comptes rattachés

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading	17 733	15 302
Dettes fournisseurs et comptes rattachés d'EDF Trading	3 589	4 164
DETTES FOURNISSEURS ET COMPTES RATTACHÉS	**21 322**	**19 466**

La hausse des dettes fournisseurs et comptes rattachés hors EDF Trading sur l'année 2025 pour 2,4 milliards d'euros concerne essentiellement EDF SA pour 2,3 milliards d'euros.

Le Groupe dispose d'un programme d'affacturage inversé offrant aux fournisseurs la possibilité (à leur main) de transférer leurs créances détenues sur EDF à une société d'affacturage. Pour le Groupe, ce programme n'implique aucune modification de la substance et des caractéristiques des créances que les fournisseurs ont sur EDF, et notamment n'entraîne aucune modification des séquences des flux de trésorerie opérationnels. Les dettes correspondantes restent en conséquence comptabilisées en « dettes fournisseurs » dans les comptes du Groupe pour un montant de 875 millions au 31 décembre 2025.

12.6 Autres créditeurs

(en millions d'euros)	31/12/2025	Dont passifs sur contrat	31/12/2024	Dont passifs sur contrat
Avances et acomptes reçus	3 644	2 899	3 614	2 435
Fournisseurs d'immobilisations	4 883	-	5 542	-
Dettes fiscales	4 159	-	5 167	-
Dettes sociales	7 065	-	6 717	-
Produits constatés d'avances sur contrats long terme	4 175	4 175	3 975	3 974
Autres produits constatés d'avance [1]	1 553	939	1 219	897
Appels de marge *trading*	645	-	486	-
Autres dettes [2]	3 914	-	3 950	-
AUTRES CRÉDITEURS	**30 038**	**8 013**	**30 670**	**7 306**
dont part non courante	*5 503*	*4 680*	*6 039*	*3 367*
dont part courante	*24 535*	*3 333*	*24 631*	*3 939*

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

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

12.6.1 Avances et acomptes reçus

Au 31 décembre 2025, les avances et acomptes reçus comprennent les paiements réalisés par les clients des contrats long terme de Framatome pour 1 626 millions d'euros (1 501 millions d'euros au 31 décembre 2024).

12.6.2 Dettes fiscales

Au 31 décembre 2025, les dettes fiscales incluent notamment un montant de 1 819 millions d'euros au titre de l'accise sur l'électricité.

12.6.3 Produits constatés d'avance sur contrats long terme

Au 31 décembre 2025, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF et celles des industriels électro-intensifs, pour 2 117 millions d'euros (2 137 millions d'euros au 31 décembre 2024), à Framatome pour 867 millions d'euros (624 millions d'euros au 31 décembre 2024) et à Arabelle Solutions pour 1 195 millions d'euros (329 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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

12.6.4 Appels de marge *trading*

Au 31 décembre 2025, les autres dettes d'exploitation comprennent les appels de marge effectués dans le cadre de l'activité de *trading* pour un montant de 0,6 milliard d'euros (0,5 milliard d'euros en 2024). Les montants de ces appels de marge reconnus au passif ne peuvent être compensés avec les appels de marge reconnus à l'actif (voir note 12.4), s'agissant de contreparties différentes.

12.6.5 Autres dettes

Les autres dettes incluent des subventions d'investissements pour 1,6milliard d'euros au 31 décembre 2025. Les subventions d'investissements reçues sur 2025, nettes des effets périmètre, s'élèvent à 221 millions d'euros (232 millions d'euros sur 2024).

Les subventions d'investissement reçues et comptabilisées en « Autres dettes » sont transférées au compte de résultat en fonction du rythme de consommation des avantages économiques des biens correspondants.

12.6.6 Information sur les passifs sur contrat

Les passifs sur contrat représentent les obligations de l'entité de fournir à ses clients des biens ou services pour lesquels elle a déjà reçu un règlement ou que celui-ci est exigible.

Les variations des principaux passifs sur contrat se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Montants constatés sur l'exercice	Montants repris en chiffre d'affaires sur l'exercice	Montants annulés sur l'exercice sans contrepartie chiffre d'affaires	Désactualisation	Modification de périmètre	Effet change	31/12/2025
Acomptes reçus	2 435	1 508	(1 034)	(32)	-	49	(27)	2 899
Produits constatés d'avance long terme	3 974	796	(610)	-	35	22	(42)	4 175
Autres produits constatés d'avance	897	711	(666)	-	-	-	(3)	939

Ils sont constitués des avances et acomptes reçus pour 2 899 millions d'euros (principalement pour les segments **Industrie et Services**, **Royaume-Uni** et **France - Activités régulées**) et des produits constatés d'avance (contrats long terme et autres) pour 5 114 millions d'euros (principalement pour les segments **France - Activités de production et de commercialisation** et **Industrie et Services**), soit un total de 8 013 millions d'euros au 31 décembre 2025 (contre 7 306 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les contrats à plus d'un an dont les obligations sont non remplies ou partiellement remplies à la date de clôture devraient générer un chiffre d'affaires restant à comptabiliser, d'environ 26 108 millions d'euros. Il sera reconnu jusqu'en 2034 pour le contrat Exeltium pour un montant de 686 millions d'euros, et, pour le solde, jusqu'à la fin d'exploitation de chaque centrale pour les centrales en participation, et sur la durée des contrats pour les autres contrats de ventes fermes hors énergie.

Note 13 *Capitaux propres*

13.1 Capital social

Principes et méthodes comptables

Les coûts externes directement liés à une augmentation de capital constituent des frais d'émission de titres. Ils sont imputés sur la prime d'émission pour leur montant net d'impôt.

Les autres coûts constituent des charges de l'exercice.

Au 31 décembre 2025, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

13.2 Distributions de l'émetteur

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

Distributions de dividendes

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

Autres distributions

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

13.3 Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe (émission « hybride ») contiennent des options de remboursement qui sont à la main d'EDF. Celles-ci sont exerçables à l'issue d'une période minimum, qui diffère selon les termes propres à chaque émission, puis à chaque date de paiement d'intérêts à l'issue de cette période, ou en cas de survenance de certains cas très spécifiques. La rémunération annuelle est fixe et réévaluée en fonction de clauses contractuelles, qui diffèrent selon les termes des émissions. Il n'y a aucune obligation de versement d'une rémunération par EDF du fait de l'existence de clauses contractuelles lui permettant d'en différer indéfiniment le versement.

Ces clauses prévoient néanmoins un versement obligatoire des rémunérations différées en cas de décision de versement d'un dividende aux actionnaires d'EDF. L'ensemble de ces caractéristiques confère à EDF un droit inconditionnel d'éviter de verser de la trésorerie ou un autre actif financier sous forme de remboursement ou de rémunération du capital. Par conséquent, conformément à la norme IAS 32, ces émissions sont comptabilisées en capitaux propres et les rémunérations versées sont comptabilisées comme des dividendes.

Au 31 décembre 2025, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 061 millions d'euros, déduction faite des coûts de transaction nets d'impôts (10 047 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Le 29 septembre 2025, EDF a lancé une offre de rachat visant les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros émises en janvier 2014 à un taux de 5,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026) et les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émises en janvier 2013 à un taux de 6,0 % (ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026). Cette offre a conduit à un rachat partiel pour 219 millions d'euros de la souche euros émise en janvier 2014 et pour 539 millions d'euros (469 millions de livres sterling) pour la souche GBP émise en janvier 2013, dont le règlement est intervenu le 9 octobre 2025. À cette date, il restait en circulation 283 millions d'euros sur la souche euros émise en janvier 2014 et 160 millions de livres sterling sur la souche GBP émise en janvier 2013.

Le 29 septembre 2025, EDF a émis des obligations hybrides vertes comptabilisées en capitaux propres pour 1 250 millions d'euros à un taux de 4,375 %.

Le 16 décembre 2025, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de rachat des souches restant en circulation de la dette hybride émise en janvier 2014 pour 1 000 millions d'euros et de celle émise en janvier 2013 pour 1 250 millions de livres sterling. Compte tenu du caractère certain du remboursement, EDF a reclassé au 31 décembre 2025 un montant total de 466 millions d'euros précédemment inscrits en capitaux propres (283 millions d'euros au titre de la souche euros et 160 millions de livres sterling, soit 183 millions d'euros, au titre de la souche GBP), en autres dettes financières. Ces dettes ont fait l'objet d'un remboursement respectivement le 22 janvier et le 29 janvier 2026.

La rémunération versée par EDF aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée a été de 533 millions d'euros sur l'exercice 2025 (582 millions d'euros sur l'exercice 2024). La contrepartie de la trésorerie versée en rémunération de ces titres est enregistrée en réduction des capitaux propres du Groupe.

En janvier 2026, une rémunération de 25 millions d'euros a été versée par EDF aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée.

Titres subordonnés à durée indéterminée chez EDF (souches « en vie » au 31 décembre 2025)

(en millions de devises)

Entité	Date d'émission [1]	Montant du nominal	Devise	Option de remboursement	Taux
EDF	01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
EDF	12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
EDF	09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
EDF	09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
EDF	06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
EDF	12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
EDF	06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
EDF	09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
EDF	09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
EDF	09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %
EDF	10/2025	1 250	EUR	5,5 ans	4,38 %

(1) Date de réception des fonds.

13.4 Participations ne donnant pas le contrôle (intérêts minoritaires)

Les informations relatives aux principales participations ne donnant pas le contrôle sont détaillées ci-dessous :

	31/12/2025			31/12/2024	
(en millions d'euros)	% de participation	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Participations ne donnant pas le contrôle	Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle
EDF Energy Nuclear Generation Ltd.	20,00 %	1 424	189	1 453	300
NNB Holding Company (HPC) Ltd.	23,31 %	5 773	(172)	5 915	(87)
EDF Investissements Groupe SA	13,78 %	1 021	33	1 024	17
Luminus SA	31,37 %	1 190	82	995	102
Framatome	19,50 %	199	(29)	200	(23)
Autres participations		1 217	88	1 442	139
TOTAL		**10 824**	**191**	**11 029**	**448**

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

Les participations ne donnant pas le contrôle de NNB Holding Company (HPC) Ltd. correspondent à la part de CGN dans cette entité. NNB Holding Company (HPC) Ltd. est la holding de la Société portant le projet Hinkley Point C, détenue à 76,69 % (72,60 % au 31 décembre 2024) par le Groupe via EDF Energy.

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

Les participations ne donnant pas le contrôle de Luminus correspondent principalement aux participations de collectivités locales belges.

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

Les autres participations ne donnant pas le contrôle correspondent principalement aux intérêts minoritaires de filiales des sous-groupes Edison et EDF power solutions. Elles comprennent également des instruments constitués d'obligations convertibles émis par le groupe Dalkia et souscrits par des minoritaires pour un montant total de 39 millions d'euros au 31 décembre 2025 (66 millions d'euros en 2024).

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

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par le Groupe lorsqu'il existe, à la clôture d'un exercice, une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, induisant qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et dont le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense, qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si le Groupe a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par le Groupe pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par le Groupe, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou d'opérations similaires, sur la base d'avant-projets, d'études et de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières au niveau de la ligne « Effet de l'actualisation ».

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion des combustibles usés, pour reprise et conditionnement des déchets et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à chaque pays ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;
- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

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

	31/12/2025			31/12/2024		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Provisions pour aval du cycle nucléaire	32 715	1 868	34 583	33 220	1 995	35 215
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	34 862	1 245	36 107	35 609	1 453	37 062
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**67 577**	**3 113**	**70 690**	**68 829**	**3 448**	**72 277**

La répartition par société est la suivante :

	EDF	EDF Energy	Belgique	Total
(en millions d'euros)	Note 14.1	Note 14.2	Note 14.3	
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	1 143	-	18 592
Provision pour reprise et conditionnement des déchets	-	496	-	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	1 373	14	15 495
PROVISIONS POUR AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE AU 31/12/2025	**31 557**	**3 012**	**14**	**34 583**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	11 342	674	31 654
Provisions pour derniers cœurs	3 149	1 304	-	4 453
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS AU 31/12/2025	**22 787**	**12 646**	**674**	**36 107**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE AU 31/12/2025	**54 344**	**15 658**	**688**	**70 690**

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	18 714	581	(1 352)	735	(62)	(24)	18 592
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	520	-	-	35	(26)	(33)	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	15 981	40	(718)	446	(72)	(182)	15 495
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**35 215**	**621**	**(2 070)**	**1 216**	**(160)**	**(239)**	**34 583**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	32 698	368	(996)	1 677	(624)	(1 469)	31 654
Provisions pour derniers cœurs	4 364	-	(5)	207	(68)	(45)	4 453
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**37 062**	**368**	**(1 001)**	**1 884**	**(692)**	**(1 514)**	**36 107**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**72 277**	**989**	**(3 071)**	**3 100**	**(852)**	**(1 753)**	**70 690**
Dont part courante	*3 448*						*3 113*
Dont part non courante	*68 829*						*67 577*
Dont EDF SA	53 821						54 344
Dont périmètre loi du 28 juin 2006	*52 583*						*53 089*
Dont Royaume-Uni	17 478						15 658
Dont Belgique	978						688

L'évolution des provisions liées à la production nucléaire observée sur l'exercice 2025 est détaillée pour la France en note 14.1.1 et pour le Royaume-Uni en note 14.2.

14.1 Provisions nucléaires et actifs dédiés en France

14.1.1 Provisions nucléaires

En France, les provisions constituées par EDF SA au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits précédemment :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 14.1.2).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.2.4.2.

Les éléments d'incertitudes identifiés fin 2024 ont connu des évolutions sur l'exercice 2025. En particulier, la provision précédemment constituée relative aux nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage d'Orano) est confortée par les nouvelles informations à disposition d'EDF en 2025 (voir note 14.1.1.1). Concernant Cigéo, au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024 (voir note 14.1.1.2).

S'agissant du plan d'actions démarré en 2025 permettant d'estimer l'impact éventuel du traitement des matières dangereuses (amiante, plomb, ...) sur la déconstruction et le traitement des déchets, notamment concernant les peintures amiantées suite aux évolutions réglementaires récentes, celui-ci a conduit à des réestimations pour les chantiers de déconstruction des installations arrêtées (voir note 14.1.1.3) mais reste en cours de réalisation pour ce qui concerne le devis de démantèlement des installations en exploitation à la clôture de l'exercice.

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	14.1.1.1	17 449	560	(1 202)	647	(5)	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation		*4 496*	*65*	*(31)*	*137*	*1*	*4 668*
dont hors périmètre loi du 28 juin 2006		*1 238*	-	*(44)*	*61*	-	*1 255*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14.1.1.2	14 156	29	(333)	341	(85)	14 108
Provisions pour aval du cycle nucléaire		**31 605**	**589**	**(1 535)**	**988**	**(90)**	**31 557**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	14.1.1.3	19 221	285	(284)	778	(362)	19 638
Provisions pour derniers cœurs	14.1.1.4	2 995	-	-	136	18	3 149
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs		**22 216**	**285**	**(284)**	**914**	**(344)**	**22 787**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE		**53 821**	**874**	**(1 819)**	**1 902**	**(434)**	**54 344**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre loi du 28 juin 2006 [1]		52 583	874	(1 775)	1 841	(434)	53 089
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre loi du 28 juin 2006 [1]		1 238	-	(44)	61	-	1 255

(1) Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).

L'augmentation des provisions liées à la production nucléaire de 523 millions d'euros observée sur l'exercice 2025 s'explique notamment par :

- les « augmentations » qui comprennent les effets liés aux nouveaux combustibles engagés et aux révisions de devis pour 874 millions d'euros ;
- les « diminutions » qui comprennent les reprises liées aux dépenses engagées sur le traitement des combustibles usés et des chantiers de déconstruction pour (1 767) millions d'euros ;
- l' « effet de l'actualisation » comprend la charge de désactualisation des provisions pour 2 417 millions d'euros et (515) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation de 10 points de base, comptabilisés en résultat financier ;
- les « autres mouvements » comprennent un montant de (470) millions d'euros au titre de la révision du taux d'actualisation pour les provisions comptabilisées en contrepartie des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents).

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

14.1.1.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008 – 2040. Ces contrats - qui peuvent faire l'objet d'avenants - contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le contrat d'application actuellement en vigueur porte sur la période 2024-2026. La négociation sur le contrat d'application qui couvrira la période suivante a débuté en 2025. Aucune conséquence de cette négociation sur la portée des engagements financiers du Groupe ni sur la provision ne peut en être déduite à ce stade des discussions.

Entreposage des combustibles usés

L'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle par deux aspects :

- la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF ;
- le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé), l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville (RNR usés) dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

Le Conseil de politique nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a confirmé les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague. En conséquence, le scénario industriel a évolué au 30 juin 2024 pour tenir compte d'un report du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme avec la mise en œuvre des parades (densification de l'entreposage de La Hague 1, entreposage à sec) ainsi que la construction de capacités d'entreposage nouvelles pour les combustibles usés non recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction.

Ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du bassin envisagé jusqu'alors pour gérer le risque de saturation pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024 pour un impact global de 3 301 millions d'euros.

S'agissant du projet de construction de nouvelles capacités d'entreposage, l'instruction du schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur, « ADF ») est en cours. Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

En 2025, concernant le projet ADEC, la DGEC a signifié à EDF et Orano par courrier en date du 10 mars 2025 qu'elle « n'émet pas d'objection au projet industriel proposé ». Par ailleurs, le CPN du 17 mars 2025 a indiqué que « le financement sera principalement porté par EDF ». Ainsi, dans le cadre des discussions relatives au Programme Aval du Futur, Orano a remis à EDF en décembre 2025 une mise à jour du devis global du Programme qui confirme l'évaluation précédemment réalisée par EDF de la provision relative à de nouvelles capacités d'entreposage. Une revue approfondie de l'évaluation sera réalisée lors de la remise par Orano à EDF des études APS attendues à un horizon de fin 2026.

Recyclage de l'Uranium de retraitement

La filière de recyclage de l'uranium de retraitement, relancée en 2018, avec le chargement des premiers assemblages en 2023, concerne actuellement quatre réacteurs de 900 MW. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires, d'autres réacteurs de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. La provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 469 millions d'euros) correspond au coût d'entreposage des matières qui ne pourront pas être utilisées au-delà de la durée de fonctionnement des centrales conformément à la durée d'amortissement retenue en comptabilité.

Audit commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) et la Direction Générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et s'est conclu le 28 mai 2025 sans impact significatif sur la manière dont EDF appréhende son obligation matérialisée par le montant de provision pour gestion de combustibles usés au 31 décembre 2023. À date, EDF reste en attente de la lettre de suite qui sera émise par la DGEC, commanditaire de cet audit.

14.1.1.2 Provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au transport et au stockage direct, le cas échéant après entreposage longue durée, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX), le combustible de Creys-Malville (RNR) et celui de Brennilis (eau lourde) ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des coûts d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

La provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2025	31/12/2024
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES - Morvilliers (ANDRA) FMA : CSA - Soulaines (ANDRA)	3 565	3 310
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude (ANDRA)	366	371
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo) / Installation conditionnement - Entreposage ICEDA	10 177	10 475
PROVISION GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 108**	**14 156**

Déchets TFA et FMA

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992, géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- du contrat signé le 23 décembre 2025 avec la filiale Cyclife Technocentre, créée le 27 novembre 2025, pour le traitement (découpe, tri et fusion) des métaux très faiblement actifs (dont ceux des générateurs de vapeur) dans l'installation Technocentre, entre 2032 et 2072, avant valorisation de ces métaux et stockage des déchets finaux dans les centres de l'ANDRA. En effet, à la suite du débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et porté par EDF, qui s'est déroulé du 10 octobre 2024 au 7 février 2025, EDF a décidé de poursuivre le projet de développement de l'installation Technocentre sur le site de Fessenheim, installation qui prévoit d'être mise en service en 2032 et exploitée par la filiale Cyclife Technocentre ;
- de l'évaluation des autres dépenses prévues de développement de filières de traitement préalable.

Au 30 juin 2025, le coût de traitement préalable au stockage des blocs de béton sodés de Creys-Malville a été réévalué avec un impact de 118 millions sur la provision pour gestion des déchets TFA. Ce gisement est issu du traitement en tant que déchet du sodium contenu dans les circuits primaires et secondaires du réacteur de Creys-Malville.

Par ailleurs, le coût de transport des générateurs de vapeur a été réestimé suite au retour d'expérience de l'opération d'évacuation des générateurs de vapeur de Fessenheim ce qui a conduit à augmenter la provision de 117 millions d'euros à l'échelle du parc (de l'ordre de 300 générateurs de vapeur pour le parc REP en exploitation).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique à faible profondeur.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, premier réacteur UNGG démantelé qui sera extrait à l'horizon 2045, est celui d'un stockage dans le centre de surface existant (CSA). Un risque a par ailleurs été provisionné au titre de l'éventualité de devoir construire sur le site un entreposage temporaire du graphite de Chinon A2.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite des autres réacteurs est celui d'un stockage direct dans un centre de stockage dédié à faible profondeur.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et, dans une moindre mesure, des déchets issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011.

Pour autant, fin 2024, EDF a intégré dans ses comptes une actualisation de la provision pour prendre en compte des éléments qui n'étaient pas intégrés dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation a généré une augmentation de la provision de 823 millions d'euros.

En application de l'arrêté de chiffrage du 15 janvier 2016, il est prévu que le coût du projet Cigéo soit régulièrement mis à jour et *a minima* aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'ASNR.

Ainsi, le 12 mai 2025, l'ANDRA a remis au ministre chargé de l'Industrie et de l'Énergie un rapport portant sur la mise à jour de l'évaluation du chiffrage de Cigéo. Il s'agit de la première étape du processus permettant d'actualiser le chiffrage de référence du projet Cigéo et les provisions associées.

Le planning de référence associé serait également révisé, la réception des premiers colis de déchets étant dorénavant envisagée en 2050 pour les colis MAVL (versus entre 2035 et 2040 dans le planning de référence précédent), les colis HA étant attendus pour 2080 comme auparavant.

Les éléments communiqués par l'ANDRA sous la forme d'estimations hautes, intermédiaires et basses selon les hypothèses considérées intègrent notamment un scénario comprenant des optimisations jugées atteignables à terme, dans le cadre du planning prévisionnel du projet, et montrent pour ce scénario, à fiscalité constante, une relative stabilité des chiffrages associés.

Au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024.

Un réexamen du montant de la provision sera conduit à l'issue de la publication de l'arrêté coût.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL s'élèvent à un montant total de 9 175 millions d'euros. Elles intègrent le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité issue du droit commun applicable aux installations industrielles, à une fiscalité basée sur une taxe spécifique de stockage). À fin 2025, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Arrêté portant sur le tarif d'accompagnement du projet Cigéo

Concernant la fiscalité d'accompagnement de Cigéo, l'arrêté qui complète l'article 18 de la loi de finances 2025 a été publié le 24 décembre 2025 et consacre désormais le caractère autonome et pérenne que l'État donne au tarif d'accompagnement, précédemment provisionné dans les coûts du projet. Le lien entre ce tarif et l'obligation de gestion à long terme des déchets radioactifs n'étant désormais plus établi, EDF a procédé à un changement d'estimation comptable et a appliqué prospectivement les effets de ce changement dans ses comptes au 31 décembre 2025, conduisant à une reprise de l'intégralité de la provision enregistrée à ce titre pour un montant de 320 millions d'euros. Le paiement annuel de ces taxes d'accompagnement sera donc désormais comptabilisé comme une charge de la période.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL intègre également le conditionnement et l'entreposage des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés) dans l'attente de leur expédition à Cigéo, pour un montant en provision de 1 002 millions d'euros.

14.1.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). Les sites seront remis en état conformément au Guide n°24 de l'ASNR et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix, la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT) et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz et Fessenheim).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement reste en cours d'instruction par l'ASNR et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement. La publication du décret de démantèlement est attendue en mars 2026.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et de technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie en revanche d'un retour d'expérience (essentiellement américain car, en Europe, la plupart des réacteurs définitivement arrêtés n'ont pas achevé le démantèlement de leur circuit primaire). Concernant Chooz A, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne et de présenter une contamination radiologique sensiblement différente du parc REP en exploitation, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience transposable acquis sur le REP de Chooz) et les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires à leur démantèlement, ont permis, à compter de fin 2021 d'établir un chiffrage détaillé de référence pour l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième et troisième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	-	(10)	608	(362)	13 746
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	285	(274)	170	-	5 892
PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**19 221**	**285**	**(284)**	**778**	**(362)**	**19 638**

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière Réacteur à Eau Pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW, N4 et l'European Pressurized Reactor (EPR) de Flamanville 3)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation ainsi que Flamanville 3.

S'agissant des 56 tranches des paliers 900, 1 300 et 1 450 MW (donc hors Flamanville 3), le devis de démantèlement retenu comme base d'évaluation repose sur une analyse de l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement sur site des déchets pour démanteler une paire de réacteurs du palier 900 MW. Ce devis de référence est extrapolé aux têtes de série des paliers 1 300 MW et 1 450 MW en tenant compte des différences de taille et de configuration des installations. Le devis pour l'ensemble du parc valorise également des effets de série et de mutualisation permis par l'homogénéité technique des réacteurs. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase de pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

L'amplitude des effets de série (réductions de coûts sur les réacteurs suivant la tête de série d'un même palier) dépend de la nature des activités :

- la plupart des études réalisées sur la tête de série d'un palier est reprise pour les réacteurs suivants avec des adaptations mineures ;
- les outillages spécifiques sont réutilisés sur plusieurs chantiers successifs ;
- le retour d'expérience acquis sur les premiers chantiers est directement exploitable pour réduire les risques et optimiser les chantiers similaires suivants.

Les effets de mutualisation désignent les synergies entre les différentes tranches présentes sur un même site. Ils représentent :

- le fait que certains bâtiments industriels et tertiaires sont communs à tous les réacteurs d'un même site et ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts de fonctionnement, surveillance, maintenance et exploitation ne sont pas proportionnels, voire quasi-indépendants du nombre de réacteurs présents sur un même site.

Des effets de mutualisation entre Flamanville 1 et 2 et Flamanville 3 ont été intégrés.

Ces effets de mutualisations expliquent que le démantèlement de plusieurs réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de réacteurs isolés sur des sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation représentent respectivement 9 % et 7 % du montant du devis du parc REP en exploitation calculé sans ces effets. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet mutualisation) est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

A contrario, les estimations de coûts n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC, et rendu public en janvier 2016, sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également une couverture des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur toutes les hypothèses du devis : sur les coûts bruts estimés, mais également sur la durée du planning, sur les effets de série, de mutualisation, et les coefficients de transposition ;
- intégration de risques : évènements identifiables dont l'occurrence n'est qu'éventuelle. La cotation financière de ces risques tient compte des coûts directement induits par leur réalisation et également des coûts induits par l'allongement de la durée totale du projet.

La marge globale pour risques et incertitudes est ainsi de 18,7 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation hors Flamanville 3 (33,4 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF s'attache à conforter ses analyses par une inter-comparaison internationale en prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes, comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

En 2025, sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2025}$) s'élève à environ 0,70 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,43 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet, hors Flamanville 3, en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

En 2025, une simplification du modèle de calcul des effets de mutualisation conduit à une diminution de la provision pour déconstruction des centrales en exploitation pour incertitudes planning à hauteur de 58 millions d'euros.

À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, un plan d'action est en cours pour collecter les informations disponibles dans le système d'information et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prend en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.

S'agissant de Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence a conduit, dans les états financiers consolidés du Groupe, à la comptabilisation de provisions relatives à Flamanville 3. L'évaluation est basée sur une adaptation du coût de référence de la tête de série 900 MW, à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans). Cette provision s'élève à 230 millions d'euros dans les comptes au 31 décembre 2025.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2e génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils font l'objet d'une réévaluation annuelle.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré des cœurs de réacteurs ;
- la qualification des outils et de la plate-forme de téléopération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2 et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs, conformément aux décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020.

Pour mémoire, un audit externe commandité par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) publié en 2021 sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) souligne « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Conformément aux recommandations de cet audit, une méthodologie d'estimation analytique des risques et incertitudes planning (appliquée à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert » ont été introduits afin de conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages.

Les devis des centrales définitivement arrêtées prennent également en compte des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie et le risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage).

Au 31 décembre 2025, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs :

(en millions d'euros)	31/12/2025	
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée - REP - Chooz A	342	299
Réacteur à eau pressurisée REP - Fessenheim (1)	1 177	996
Réacteurs Uranium Naturel - Graphite - Gaz - UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 481	3 302
Réacteur à eau lourde - Brennilis	548	470
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium - Superphénix à Creys-Malville	714	621

(1) Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme le bâtiment pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys-Malville et la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,3 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui implique des découpes avec des moyens téléopérés sans visuel direct plus complexes que sur le REP et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,8 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb…) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions règlementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ;
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Évolutions 2025

Le lancement, en 2024, du plan d'actions relatif au coût du traitement des matières dangereuses a conduit, en 2025, à prendre en compte l'état des lieux détaillé de présence d'amiante, de plomb et d'éventuelles autres matières dangereuses, par site, pour estimer une enveloppe globale de surcoûts à la fois pour la part travaux (coûts de désamiantage pour le retrait des matériaux et revêtement de génie civil concernés et pour les activités de démolition), pour la part exploitation et ingénierie (ressources supplémentaires, formation, adaptation des locaux...) et pour la part de traitement des déchets. Cette estimation a été probabilisée pour tenir compte d'un risque de réalisation effective de ces surcoûts. Cela a conduit à une augmentation de la provision à hauteur de 44 millions d'euros.

Sur l'exercice 2025, plusieurs révisions de devis ont été prises en compte du fait de l'obtention d'analyses techniques, d'offres reçues ou de révisions de plannings. Ces révisions ont notamment conduit à (i) une augmentation du coût de déconstruction de la centrale de Brennilis à la suite de la prise en compte de surcoûts pour le démantèlement du bloc réacteur pour 90 millions d'euros et (ii) une augmentation des coûts de déconstruction de la centrale de Chinon à la suite d'ajustements des coûts d'exploitation et une augmentation des coûts de développement du démonstrateur industriel pour un montant total de 54 millions d'euros.

14.1.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision (voir note 21.1).

Depuis 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant relatif au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

En 2025, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 154 millions d'euros dont 67 millions d'euros en lien avec l'évolution du coût du combustible.

14.1.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

Calcul du taux d'actualisation et taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate) - avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans -, à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation AA à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'Autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,19 % pour 2025. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2025 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,1 % ; 4,3 %] ([2,3 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,5 % ; 4,3 %] ([3,4 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,19 % (3,22 % à fin 2024) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation AA à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste. Compte tenu de l'augmentation récente du nombre d'obligations d'entreprise de notation AA, la référence aux *spreads* de ces obligations a été substituée à la référence aux *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A. La référence aux *spreads* des obligations d'entreprises de notation BBB est maintenue compte tenu du fait que ces obligations constituent la majorité des obligations « Investment Grade » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT en 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2025 (4,5 % au 31 décembre 2024), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,8 % (1,9 % au 31 décembre 2024), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2025 (2,6 % au 31 décembre 2024).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (Ultimate Forward Rate).

Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond prévu par la règlementation. Selon l'article D594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond s'établit à 2,69 % au 31 décembre 2025 (2,72 % au 31 décembre 2024), supérieur au taux réel retenu (2,65 % avec une précision de deux décimales) ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 6,1 % observé entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2025, supérieur au taux d'actualisation nominal retenu de 4,5 %.

Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

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

	31/12/2025		31/12/2024	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	25 272	16 194	24 849	16 211
dont non liée au cycle d'exploitation	*8 464*	*4 668*	*7 794*	*4 496*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	41 468	14 108	40 405	14 156
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**66 740**	**30 302**	**65 254**	**30 367**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 502	13 746	25 154	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 606	5 892	9 313	5 711
Derniers cœurs	5 301	3 149	5 167	2 995
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**40 409**	**22 787**	**39 634**	**22 216**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE - Périmètre loi du 28 juin 2006	**-**	**53 089**	**-**	**52 583**

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

	31/12/2025		
	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période		
(en millions d'euros)	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est au-delà de 10 ans (1)	Total
Gestion des combustibles usés	11 639	13 633	25 272
dont non lié au cycle d'exploitation	*2 077*	*6 387*	*8 464*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 629	34 839	41 468
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**18 268**	**48 472**	**66 740**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	831	24 671	25 502
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 177	5 429	9 606
Derniers cœurs	1 418	3 883	5 301
DÉCONSTRUCTION ET DERNIERS CŒURS	**6 426**	**33 983**	**40 409**

(1) Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 44 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 41 % et à 93 % pour la déconstruction.

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

Pour l'exercice 2025 :

(en millions d'euros)	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
		+ 20 points de base	- 20 points de base	+ 20 points de base	- 20 points de base
Aval du cycle nucléaire :					
• gestion des combustibles usés	17 449	(325)	344	281	(297)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	(691)	770	524	(591)
Déconstruction et derniers cœurs :					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 746	(571)	602	-	-
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 892	(161)	171	161	(171)
• derniers cœurs	3 149	(94)	99	-	(10)
TOTAL	**54 344**	**(1 842)**	**1 986**	**966**	**(1 069)**
dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*39 049*	*(1 611)*	*1 745*	*828*	*(920)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de + 10/- 10 points de base est de (938)/974 millions d'euros dont 494/(520) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

14.1.2 Actifs dédiés d'EDF

14.1.2.1 Réglementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution des actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

14.1.2.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA EDF Invest.

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 19 juin 2025, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 32 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 38 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère les actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2025, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 11 230 millions d'euros, dont 9 842 millions d'euros d'actifs de rendement.

Actifs de rendement

Les actifs de rendement sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment :

- les participations du Groupe dans CTE, Madrileña Red de Gas (MRG), Aéroports de la Côte d'Azur, Fjord1, Orange Concessions, Optimus Tower, Energy Assets Group, Nam Theun Power Company ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+ Bergère), présentées au bilan consolidé au niveau des participations dans les entreprises associées ;
- les participations du Groupe dans Teréga, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Géosel, Sinal (ex-Norlys Fibernet), Databank, des parcs éoliens au Royaume-Uni, d'autres actifs immobiliers, présentées au bilan consolidé au niveau des titres de dettes ou de capitaux propres.

Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de sicav ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France. Les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR) sont détenus par EDF et ne sont pas consolidés, EDF n'intervenant pas dans la gestion de ces fonds et n'apportant pas de soutien financier.

La valeur des actifs de ces FCPR s'élève à 16 439 millions d'euros au 31 décembre 2025 (17 802 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces FCPR sont constitués principalement de 21 fonds cotés pour 14 851 millions d'euros (20 FCPR cotés pour 16 341 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest.

En date de clôture, ces placements sont présentés au bilan à leur valeur liquidative au sein des titres de dettes ou de capitaux propres.

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

14.1.2.3 Évolutions des actifs dédiés sur l'exercice

En 2025, la performance des actifs dédiés (actifs cotés et non cotés) s'est élevée à 6,8 %.

En dépit de l'impact défavorable des parités EUR/USD et EUR/GBP sur le portefeuille, la performance des **actifs de rendement** atteint 5,5 % en 2025, en progression par rapport à 2024 (4,6 %), avec des performances positives sur l'ensemble des classes d'actifs.

Les **actifs de croissance** (essentiellement composés d'actions cotées) ont progressé de 11,5 %, malgré la volatilité intervenue sur les marchés, notamment américains. Les investisseurs ont finalement intégré les incertitudes économiques générées par la décision des États-Unis d'imposer une forte augmentation des droits de douane à leurs partenaires commerciaux et la perspective d'accords commerciaux combinée à la très forte résilience de l'économie américaine ont permis aux marchés de rebondir fortement. La volatilité a aussi été alimentée par le questionnement des investisseurs sur la rentabilité des investissements dans l'intelligence artificielle, et sur une éventuelle bulle de valorisation. Le dollar américain a été orienté assez nettement à la baisse, ce qui a pesé sur la performance en Euro.

Les **actifs de taux** (principalement constitués d'obligations cotées) ont enregistré une performance de 2,9 %. Les obligations cotées ont été assez volatiles, avec une tendance à la repentification des courbes (écart croissant entre les taux longs et les taux courts) partout dans le monde. L'attention des investisseurs se concentre de plus en plus sur les sujets de politique budgétaire : les besoins de financement des États sont revus à la hausse, ce qui justifie aux yeux des investisseurs une prime de rendement supplémentaire à long terme.

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 2025.

Des variations de juste valeur du portefeuille ont été enregistrées sur l'exercice 2025 :

- sur les OPC, actions en résultat financier à hauteur de +1 902 millions d'euros (+2 998 millions d'euros en 2024, voir note 7.3) ;
- sur les obligations en résultat financier pour (61) millions d'euros ((156) millions d'euros en 2024, voir note 7.3) et en OCI à hauteur de +4 millions d'euros (+164 millions d'euros en 2024, voir note 17.1.2).

En 2025, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*. EDF Invest a acquis notamment des participations immobilières minoritaires au second semestre 2025 : 49 % du parc commercial Espace Chanteraines en région parisienne et 50 % d'Euroliving, un portefeuille d'immeubles résidentiels situés en Europe. La cession en 2025 du parc solaire nord-américain Catalina Solar et les cessions partielles indirectes de l'actif Q-Park ont contribué à la rotation du portefeuille.

Des retraits pour un montant de 577 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2025 (527 millions d'euros en 2024).

14.1.2.4 Valorisation des actifs dédiés d'EDF

(en millions d'euros)	Présentation au bilan consolidé	31/12/2025 Valeur comptable	31/12/2025 Valeur de réalisation	31/12/2024 Valeur comptable	31/12/2024 Valeur de réalisation
ACTIFS DE RENDEMENT (EDF INVEST) [1]		**7 110**	**9 842**	**6 877**	**9 485**
Entreprises associées (dont CTE)	Participations dans les entreprises associées [2]	4 524	7 252	4 534	7 135
Autres actifs non cotés	Titres de dettes et de capitaux propres et autres actifs nets [3]	2 584	2 588	2 354	2 361
Dérivés	Juste valeur des dérivés	2	2	(11)	(11)
ACTIFS DE CROISSANCE		**14 916**	**14 916**	**16 633**	**16 633**
Actions cotées	Titres de dettes	14 184	14 184	15 995	15 995
Fonds actions non cotées (EDF Invest)	Titres de dettes	710	710	699	699
Dérivés	Juste valeur des dérivés	22	22	(61)	(61)
ACTIFS DE TAUX		**17 710**	**17 710**	**14 202**	**14 202**
Obligations et TCN cotés [4]	Titres de dettes	14 221	14 221	13 172	13 172
Fonds de dette à haut rendement non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	250	250	260	260
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest)	Titres de dettes	428	428	395	395
Trésorerie [4]	Titres de dettes	2 789	2 789	365	365
Dérivés	Juste valeur des dérivés	22	22	10	10
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS		**39 736**	**42 468**	**37 712**	**40 320**

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

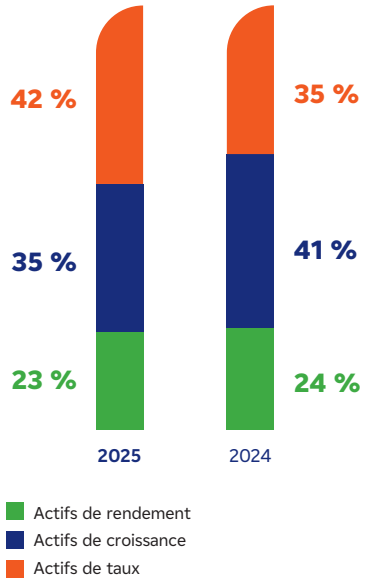
(2) Incluant une valorisation de la quote-part de capitaux propres des sociétés contrôlées détenant ces participations.

(3) Incluant des titres de dettes et de capitaux propres pour 2 467 millions d'euros et une valorisation de la quote-part de capitaux propres des autres sociétés contrôlées.

(4) Après déduction de 926 millions d'euros de dette financière comptabilisée dans le cadre des opérations de prêts de titres qui ont été réinvestis en OPCVM monétaires présentés en Trésorerie.

La composition des actifs dédiés en 2025 et en 2024 est la suivante (en valeur de réalisation) :

- actifs de rendement : 23 % au 31 décembre 2025 (24 % au 31 décembre 2024) ;
- actifs de croissance : 35 % au 31 décembre 2025 (41 % au 31 décembre 2024) ;
- actifs de taux : 42 % au 31 décembre 2025 (35 % au 31 décembre 2024).



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

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

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés - part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 668	4 496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	14 156
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	19 221
Provisions pour derniers cœurs - part relative aux coûts futurs de l'aval du cycle nucléaire	635	634
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**39 049**	**38 507**
VALEUR DE RÉALISATION ACTIFS DÉDIÉS	**42 468**	**40 320**
TAUX DE COUVERTURE RÈGLEMENTAIRE	**108,8 %**	**104,7 %**

Au 31 décembre 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,8 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2025.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

14.2 Provisions nucléaires d'EDF Energy

Les conditions particulières de financement des engagements nucléaires de long terme relatives à EDF Energy se traduisent dans les comptes du groupe EDF de la manière suivante :

- les obligations sont présentées au passif sous forme de provisions et s'élèvent à 15 658 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- les créances représentatives des remboursements à recevoir dans le cadre des accords de restructuration de la part du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) pour les obligations non contractualisées ou celles correspondant au démantèlement, et du gouvernement britannique, pour les obligations contractualisées (ou passifs historiques) sont comptabilisées à l'actif.

Ces créances sont actualisées au même taux réel que les obligations qu'elles financeront. Elles figurent à l'actif du bilan consolidé en « actifs financiers » (voir note 17.1.3) et s'élèvent à 14 419 millions d'euros au 31 décembre 2025 (16 142 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Écarts de conversions	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	1 265	21	(150)	88	(62)	(19)	1 143
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	520	-	-	35	(26)	(33)	496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	1 446	3	-	98	(72)	(102)	1 373
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**3 231**	**24**	**(150)**	**221**	**(160)**	**(154)**	**3 012**
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	12 878	-	(665)	885	(624)	(1 132)	11 342
Provisions pour derniers cœurs	1 369	-	(5)	71	(68)	(63)	1 304
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**14 247**	**-**	**(670)**	**956**	**(692)**	**(1 195)**	**12 646**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**17 478**	**24**	**(820)**	**1 177**	**(852)**	**(1 349)**	**15 658**

Les « autres mouvements » comprennent la variation des passifs nucléaires ayant pour contrepartie une variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique ainsi que la variation de la provision pour derniers cœurs ayant pour contrepartie les immobilisations.

La variation globale des « autres mouvements » s'explique principalement par :

- une mise à jour des estimations de coûts basée sur l'*Integrated Plan* 26 (IP 26) approuvé par l'équipe d'Assurance des Passifs Non-Nucléaires (NLA) en décembre 2025, de (687) millions d'euros, principalement due à une combinaison de facteurs :
  - des coûts centraux réduits,
  - une diminution des risques liés au déchargement du combustible des réacteurs AGR, à la suite d'un examen exhaustif des risques, partiellement compensée par certaines augmentations des risques de déconstruction des AGR et de démantèlement de SZB, en raison d'une réestimation des impacts de coûts ponctuels,
  - une diminution des coûts d'énergie des sites résultant d'une baisse du prix de gros de l'électricité et d'une réduction des coûts de loyer et de taxes suite à des tarifs mis à jour convenus avec les conseils locaux,
  - ces diminutions sont partiellement compensées par des coûts de préparation au déchargement du combustible des AGR en augmentation,
- un report d'une année des dates de fermeture des centrales de Hartlepool et Heysham, de mars 2027 à mars 2028, générant une baisse des provisions de (115) millions d'euros ;
- une hausse du taux d'actualisation réel au Royaume-Uni (en particulier +10 points de base sur les provisions aval du cycle et déconstruction), soit une baisse des provisions aval du cycle et déconstruction de (230) millions d'euros.

14.2.1 Cadre règlementaire et contractuel

Les avenants conclus à la suite de l'acquisition de British Energy par le groupe EDF avec le NLF, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, ont un impact limité sur les engagements contractuels de financement du Secrétariat d'État et du NLF à l'égard de British Energy, tels que résultant des « Accords de restructuration ». Ces accords ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre sous l'égide du gouvernement britannique dans le but de stabiliser sa situation financière. Ces accords ont été modifiés et actualisés le 5 janvier 2009 dans le cadre de l'acquisition de British Energy Limited par le Groupe. Le 1er juillet 2011, British Energy Generation Limited s'est renommée EDF Energy Nuclear Generation Limited et s'est substituée à British Energy comme bénéficiaire de ces accords et avenants.

Les termes des Accords de restructuration stipulent que :

- le NLF a accepté de financer, dans la limite de ses actifs : (i) des passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts éligibles de déconstruction relatifs aux centrales nucléaires existantes du groupe EDF Energy ;
- le Secrétariat d'État a accepté de financer : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés de la centrale Sizewell B) et les coûts éligibles de déconstruction des centrales existantes de EDF Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du NLF ; et (ii) dans la limite d'un plafond de 2 185 millions de livres sterling (valeur monétaire de décembre 2002, ajustée en conséquence), les passifs historiques connus éligibles pour le combustible usé du groupe EDF Energy (y compris les passifs relatifs à la gestion des combustibles usés des centrales autres que Sizewell B et chargé en réacteur avant le 15 janvier 2005) ;
- EDF Energy est responsable du financement de certains passifs exclus ou non éligibles (ceux définis en tant que passifs d'EDF Energy), et d'autres passifs complémentaires, qui pourraient être générés en cas d'échec par EDF Energy à atteindre les standards minimaux de performance conformément à la loi en vigueur. Les obligations d'EDF Energy à l'égard du NLF et du Secrétariat d'État sont garanties par les actifs des filiales d'EDF Energy.

EDF Energy s'est également engagé à verser :

- des contributions annuelles pour déconstruction pour une période limitée à la durée de vie des centrales à la date des Accords de restructuration ; la provision correspondante s'élève à 61 millions d'euros au 31 décembre 2025 ;
- 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé dans le réacteur de Sizewell B après la date de signature des Accords de restructuration.

Par ailleurs, EDF Energy a conclu un accord séparé avec la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA) portant sur la gestion des combustibles usés AGR et du déchet radioactif associé provenant de l'exploitation des centrales autres que Sizewell B, après le 15 janvier 2005, et n'encourt aucune responsabilité au titre du combustible et du déchet après son transfert sur le site de retraitement de Sellafield. Les coûts correspondants, soit 150 000 livres sterling (indexés sur l'inflation) par tonne d'uranium chargé – plus une remise ou coût supplémentaire en fonction du prix de marché de l'électricité et de l'électricité produite dans l'année – sont comptabilisés en stocks.

Le 23 juin 2021, EDF Energy et le gouvernement britannique ont signé une mise à jour des Accords de restructuration. Les modifications et précisions apportées confirment le recouvrement des coûts éligibles et disposent que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée sous responsabilité d'EDF Energy, seront transférées à la NDA qui aura la responsabilité des activités ultérieures de déconstruction. Ces accords amendés n'ont pas d'effet dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2025.

Chaque année, les estimations des coûts qui constituent la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle nucléaire et de la déconstruction des centrales, sont mises à jour au travers d'un « Integrated Plan » (IP). Cet *Integrated Plan* est soumis à l'approbation de la NLA (Non-Nuclear Liabilities Assurance team). L'IP25 et l'IP26 ont été approuvés par la NLA respectivement en décembre 2024 et en décembre 2025.

L'estimation des coûts de l'IP26 constitue la base d'évaluation des provisions d'EDF Energy au titre de l'aval du cycle nucléaire et de la déconstruction des centrales, en prenant en compte par ailleurs de l'hypothèse de l'allongement de la durée d'amortissement de Sizewell B.

14.2.2 Provisions pour aval du cycle nucléaire

Le combustible usé provenant de la centrale de Sizewell B (de type REP – réacteur à eau pressurisée) est entreposé sur le site de la centrale. Le combustible usé provenant des centrales AGR est transporté à l'usine de Sellafield pour entreposage et retraitement.

Les provisions pour aval du cycle nucléaire d'EDF Energy sont relatives aux obligations en matière de retraitement, d'entreposage du combustible usé, ainsi que de stockage de longue durée des déchets radioactifs, définies dans les règlementations existant au Royaume-Uni approuvées par la *Nuclear Decommissioning Authority* (NDA). Leur évaluation est fondée sur des accords contractuels ou, à défaut, sur les estimations techniques les plus récentes.

	31/12/2025		31/12/2024	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période [1]	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période[1]	Montants provisionnés en valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	3 943	1 143	4 173	1 265
Provisions pour reprise et conditionnement des déchets	3 000	496	3 086	520
Gestion à long terme des déchets radioactifs	7 477	1 373	7 780	1 446
AVAL DU CYCLE NUCLÉAIRE	**14 420**	**3 012**	**15 039**	**3 231**

(1) Les montants des charges aux conditions économiques de fin de période incluent la gestion des combustibles usés et déchets associés de l'ensemble des combustibles usés sur la durée d'exploitation des réacteurs (y compris futurs combustibles chargés en réacteur pour Sizewell B uniquement) ; les provisions sont quant à elles assises sur le combustible engagé à date.

14.2.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires couvrent le coût complet de la déconstruction et sont évaluées à partir des techniques et méthodes connues, qui devraient être appliquées dans le cadre des réglementations existant à ce jour.

Comme indiqué ci-dessus, les Accords de restructuration mis à jour en juin 2021 prévoient que toutes les centrales AGR, une fois la phase de déchargement du combustible terminée, seront transférées à la NDA qui prendra en charge les activités ultérieures de déconstruction.

La signature de ces accords n'entraîne pas de conséquences comptables immédiates sur les provisions pour déconstruction, ni sur la créance représentative des remboursements à recevoir du NLF et du gouvernement britannique. La décomptabilisation des passifs nucléaires de déconstruction et des actifs associés interviendra pendant la phase de mise en œuvre opérationnelle de l'accord.

	31/12/2025		31/12/2024	
(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES	**25 195**	**11 281**	**27 273**	**12 809**

14.2.4 Actualisation des provisions liées à la production nucléaire

Les modalités de calcul du taux d'actualisation sont les suivantes :

- comme pour les provisions nucléaires en France, le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux UK *gilt* de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate), à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation AA à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit de la courbe de taux ainsi construite. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions ;
- l'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

En conséquence, le taux d'actualisation réel appliqué pour le calcul des provisions aval du cycle nucléaire et déconstruction des centrales nucléaires est de 3,5 % au 31 décembre 2025 (3,4 % au 31 décembre 2024).

14.3 Provisions nucléaires en Belgique

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Diminutions	Effet de l'actualisation	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour aval du cycle nucléaire	379	9	(386)	7	5	14
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	599	83	(46)	15	23	674
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**978**	**92**	**(432)**	**22**	**28**	**688**

En Belgique, la loi du 11 avril 2003 attribue à Synatom (filiale du groupe ENGIE) la gestion des provisions des centrales nucléaires belges, ainsi que celle des fonds permettant de les couvrir. À ce titre, Luminus contribue auprès de Synatom à l'alimentation de ces fonds pour couvrir le démantèlement des centrales et l'aval du cycle du combustible nucléaire à la hauteur de sa quote-part de copropriété dans quatre centrales nucléaires. Ces mécanismes de financement se traduisent dans les comptes du Groupe par :

- des provisions s'élevant à 421 millions d'euros au 31 décembre 2025 (352 millions d'euros au 31 décembre 2024), soit une augmentation nette de 69 millions d'euros, principalement en lien avec la révision triennale 2025 ;
- une créance représentative des versements anticipés réalisés auprès de Synatom et comptabilisée en actifs financiers en juste valeur (voir note 17.1.3) pour 319 millions d'euros au 31 décembre 2025 (354 millions d'euros au 31 décembre 2024). Cette créance, qui correspond à la juste valeur de la quote-part de fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus, est, dans les comptes de Luminus, actualisée au même taux réel que les obligations qu'elle financera.

Les autres provisions liées à la production nucléaire en Belgique correspondent à des provisions non intégrées aux mécanismes de financement décrits ci-dessus.

Le 14 mars 2025, ENGIE et le gouvernement belge ont réalisé le *closing* de l'accord concernant la prolongation pour 10 ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que le transfert de responsabilité lié aux déchets nucléaires. Cette étape finale, faisant suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025, a mené au versement de la première partie du paiement relative au transfert de responsabilité pour les déchets nucléaires et le combustible usé à hauteur de 189 millions d'euros en avril 2025. La seconde partie a été versée lors du redémarrage des réacteurs en novembre 2025 pour 121 millions d'euros. Faisant suite au transfert de l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires au gouvernement belge, la provision pour aval du cycle nucléaire s'élève donc au 31 décembre 2025 à 14 millions d'euros.

Note 15 *Provisions pour avantages du personnel*

Principes et méthodes comptables

Conformément aux lois et dispositions spécifiques de chaque pays dans lequel il est implanté, le Groupe accorde à ses salariés des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraites, indemnités de fin de carrière, etc.) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail, etc.).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture pour l'ensemble des régimes, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques propres à chacun des pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables à chacun des régimes et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraites ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité disponibles dans chacun des pays ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité ;
- le taux d'actualisation, fonction de la zone géographique et de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou, le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision résulte de l'évaluation des engagements minorée de la juste valeur des actifs destinés à leur couverture.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- dans le compte de résultat :
  - le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires,
  - la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nets des produits des actifs de couverture évalués à partir du taux d'actualisation des engagements,
  - le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes,
  - les écarts actuariels relatifs aux autres avantages à long terme ;

- dans les autres éléments du résultat global consolidé :
  - > les écarts actuariels relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi et aux excédents de rendement des actifs de couverture par rapport aux taux d'actualisation appliqués,
  - > l'effet de la limitation au plafonnement de l'actif dans les cas où il trouverait à s'appliquer.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

Lors de leur départ en retraite, les salariés du Groupe bénéficient de pensions déterminées selon les réglementations locales auxquelles s'ajoutent le cas échéant des prestations directement à la charge des sociétés et des prestations complémentaires dépendantes des réglementations.

Entités françaises relevant du statut des IEG

Les entités qui relèvent des Industries Électriques et Gazières (IEG) sont les sociétés du Groupe pour lesquelles un grand nombre de salariés bénéficie du statut des IEG, incluant le bénéfice d'avantages statutaires, dont, pour les salariés embauchés avant le 1er septembre 2023, le régime spécial de retraite. Ces sociétés sont EDF, Enedis, Électricité de Strasbourg et EDF PEI.

Les engagements relatifs au régime spécial de retraite des IEG

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005 (loi du 9 août 2004), des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par les entreprises de la branche des IEG au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC et ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par le Groupe au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées – transport et distribution (les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement).

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1er septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux, ...).

La loi n° 2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023 pour le régime général. Elle prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour les générations de 1964 à 1968. Elle vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille (voir note 15.1.2 pour plus de précisions sur cette réforme et ses effets sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2025).

Les engagements liés au maintien des avantages sociaux aux pensionnés statutaires du régime spécial des IEG et du régime général de vieillesse

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires des groupes EDF et ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production et des taxes). À cet élément, s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statutaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (Article 24, § 3 du statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés).

Les engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Les engagements liés à la reconnaissance de l'exposition à des facteurs de pénibilité des salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1er janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1er janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

EDF Energy

En ce qui concerne les engagements de retraite au Royaume-Uni, les trois plans de retraite à prestations définies au sein d'EDF Energy (BEGG (British Energy Generation Group), EEGSG (EDF Energy Generation and Supply Group) et EEPS (EDF Energy Pension Scheme)) ont été fermés à compter du 31 décembre 2021 et remplacés par un régime à cotisations définies appelé « myRetirement Plan ». Cependant, les droits acquis dans ces régimes jusqu'à leur date de fermeture perdurent et les engagements correspondants sont mis à jour pour tenir compte de l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation, mais ne sont plus sensibles aux nouveaux entrants, ni à l'évolution des salaires. En parallèle, ces plans ont été fusionnés dans un seul régime nommé « EDF Group of the Electricity Supply Pension Scheme (ESPS) » (EDFG).

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernant les salariés en activité sont accordés selon chaque réglementation locale, en particulier la réglementation statutaire des IEG pour EDF et les filiales françaises sous le régime des IEG. À ce titre, ils comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

Réforme des retraites en France

La loi n°2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023.

Cette loi prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour le régime général et vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, et plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille.

Suspension du calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite

Pour le régime général, la loi suspend jusqu'à janvier 2028 le calendrier d'augmentation de l'âge légal de départ en retraite et de la durée d'assurance inscrit dans la loi du 14 avril 2023 portant sur la réforme des retraites. Les conditions de liquidation de la pension servie par le régime spécial des IEG restent inchangées mais les versements des équivalents prestations versées par la CNAV et l'AGIRC-ARRCO dans le cadre de l'adossement pourront être anticipés d'un à deux trimestres pour les générations 1964 à 1968.

Amélioration du système de retraites en réduisant les inégalités de pensions entre les femmes et les hommes

- L'amélioration du calcul du salaire annuel moyen au régime général avec la prise en compte du nombre d'enfants des assurées,
- La prise en compte des majorations de durée d'assurance (attribuées pour la naissance d'un enfant) pour permettre l'ouverture des droits à une retraite anticipée pour carrière longue, dans la limite de deux trimestres. Cette mesure n'a pas d'impact sur l'évaluation des engagements portés par le groupe.

En accord avec les principes de la norme IAS 19 et en cohérence avec le traitement retenu en 2023 au titre de la réforme des retraites, l'ensemble des effets induits par la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés positif en résultant qui s'élève à +93 millions d'euros a été comptabilisé en produit au compte de résultat de l'exercice 2025 (en autres produits et charges d'exploitation, voir note 6).

15.1 Provisions pour avantages du personnel du Groupe

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour avantages du personnel - part courante	765	778
Provisions pour avantages du personnel - part non courante	16 158	17 284
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**16 923**	**18 062**

15.1.1 Variation de la provision par zone géographique : engagements, actifs de couverture, passif net

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Engagements au 31/12/2024	**27 749**	**6 054**	**889**	**34 692**
Charge nette de l'exercice 2025	1 407	324	62	1 793
Écarts actuariels	(1 749)	(109)	(9)	(1 867)
Cotisations salariales	-	1	1	2
Prestations versées	(1 286)	(336)	(59)	(1 681)
Écarts de conversion	-	(299)	(1)	(300)
Mouvements de périmètre	-	-	(4)	(4)
ENGAGEMENTS AU 31/12/2025	**26 121**	**5 635**	**879**	**32 635**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Actifs de couverture au 31/12/2024	**(10 093)**	**(6 579)**	**(513)**	**(17 185)**
Charge nette de l'exercice 2025	(335)	(345)	(17)	(697)
Écarts actuariels	377	78	(8)	447
Cotisations versées aux fonds	(15)	(72)	(8)	(95)
Cotisations salariales	-	4	(1)	3
Prestations versées	446	336	28	810
Écarts de conversion	-	327	-	327
Autres variations	-	-	22	22
ACTIFS DE COUVERTURE AU 31/12/2025	**(9 620)**	**(6 251)**	**(497)**	**(16 368)**

(en millions d'euros)	France [1]	Royaume-Uni	Autres	Total
Passif net au 31/12/2024 [2]	**17 656**	**(525)**	**376**	**17 507**
Charge nette de l'exercice 2025	1 072	(21)	45	1 096
Écarts actuariels	(1 372)	(31)	(17)	(1 420)
Cotisations versées aux fonds	(15)	(72)	(8)	(95)
Cotisations salariales	-	5	-	5
Prestations versées	(840)	-	(31)	(871)
Écarts de conversion	-	28	(1)	27
Mouvement de périmètre	-	-	(4)	(4)
Autres variations	-	-	22	22
PASSIF NET AU 31/12/2025	**16 501**	**(616)**	**382**	**16 267**
dont provisions pour avantages du personnel				*16 923*
dont actifs financiers non courants				*(656)*

(1) La France regroupe ici les deux secteurs opérationnels « France - Activités de production et commercialisation » et « France - Activités régulées » (voir note 15.2).

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

Écarts actuariels sur engagements

Les écarts actuariels sur engagements générés en 2025 s'élèvent à (1 867) millions d'euros :

- dont (1 749) millions d'euros en France en lien avec :
  - la variation du taux d'actualisation pour (2 153) millions d'euros,
  - la variation des écarts d'expérience pour 832 millions d'euros,
  - la variation du taux d'inflation pour (458) millions d'euros ; et
- dont (109) millions d'euros au Royaume-Uni, liés essentiellement aux variations de taux d'actualisation et d'inflation pour (218) millions d'euros, aux hypothèses démographiques pour 23 millions d'euros et aux écarts d'expérience pour 86 millions d'euros (voir note 15.1.5).

Écarts actuariels sur actifs de couverture sur l'exercice 2025

Les écarts actuariels sur actifs générés en 2025 s'élèvent à 447 millions d'euros contribuant à la hausse des provisions. Ils résultent principalement, pour 377 millions d'euros en France et pour 78 millions d'euros au Royaume-Uni, d'un rendement des actifs de couverture, principalement obligataires, plus faible que le taux d'actualisation en raison de la hausse des taux d'intérêt en 2025.

Passif net au 31 décembre 2025

Le passif net au 31 décembre 2025 s'élève à 16 267 millions d'euros :

- dont 16 501 millions d'euros en France ;
- dont (616) millions d'euros au Royaume-Uni en lien avec la constatation par EDF Energy d'un surplus de financement sur son plan de retraite EDFG pour un montant global de 630 millions d'euros contre 540 millions d'euros au 31 décembre 2024. Ce surplus est comptabilisé à l'actif du bilan dans la rubrique « actifs financiers non courants ».

15.1.2 Hypothèses actuarielles retenues

	France		Royaume-Uni	
(en %)	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Taux d'actualisation/taux de rendement des actifs [1]	3,90 %	3,40 %	5,65 %	5,55 %
Taux d'inflation	1,80 %	1,90 %	2,85 %	2,95 %
Taux d'augmentation des salaires [2]	2,80 %	2,90 %	2,80 %	2,85 %

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

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

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie en fonction de leur duration, appliqué aux échéances correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

Pour la France, l'évolution des paramètres économiques et de marché utilisés a conduit le Groupe à fixer le taux d'actualisation nominal à 3,90 % au 31 décembre 2025 (3,40 % rapport au 31 décembre 2024).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation. Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le Groupe pour les pays de la zone euro est de 1,80 % au 31 décembre 2025 (1,90 % au 31 décembre 2024).

Pour les entités françaises relevant du statut des IEG, les lois de salaires projetées à partir de 2025 sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité, utilisée pour le calcul des engagements, est basée sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

15.1.3 Analyses de sensibilité sur les engagements

	31/12/2025	
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'actualisation	(1 005) / 1 074	(208) / 219
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'inflation	1 059 / (993)	185 / (180)
Impact d'une variation de +/- 25 points de base du taux d'augmentation des salaires	1 006 / (948)	n.a.

n.a. : non applicable.

15.1.4 Répartition par zone géographique des charges au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

	2025			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(501)	(9)	(34)	(544)
Coût des services passés	93	-	-	93
Écarts actuariels - avantages à long terme	(60)	-	1	(59)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(468)**	**(9)**	**(33)**	**(510)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(939)	(315)	(29)	(1 283)
Produit sur les actifs de couverture	335	345	17	697
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(604)**	**30**	**(12)**	**(586)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 072)**	**21**	**(45)**	**(1 096)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	1 749	109	9	1 867
Écarts actuariels sur actifs de couverture	(377)	(78)	8	(447)
Écarts actuariels	**1 372**	**31**	**17**	**1 420**
Écarts de conversion	**-**	**(28)**	**1**	**(27)**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**1 372**	**3**	**18**	**1 393**

	2024			
(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni	Autres	Total
Coût des services rendus	(475)	(14)	(37)	(526)
Coût des services passés	-	31	-	31
Écarts actuariels - avantages à long terme	(138)	-	1	(137)
Charges nettes en résultat d'exploitation	**(613)**	**17**	**(36)**	**(632)**
Charges d'intérêts (effets de l'actualisation)	(887)	(311)	(29)	(1 227)
Produit sur les actifs de couverture	332	319	17	668
Charge d'intérêt nette en résultat financier	**(555)**	**8**	**(12)**	**(559)**
CHARGES AU TITRE DES AVANTAGES DU PERSONNEL ENREGISTRÉES DANS LE COMPTE DE RÉSULTAT	**(1 168)**	**25**	**(48)**	**(1 191)**
Écarts actuariels sur engagements relatifs aux avantages postérieurs à l'emploi	(1 252)	1 145	5	(102)
Écarts actuariels sur actifs de couverture	191	(846)	33	(622)
Écarts actuariels	**(1 061)**	**299**	**38**	**(724)**
Écarts de conversion	**-**	**14**	**-**	**14**
GAINS ET PERTES SUR AVANTAGES DU PERSONNEL COMPTABILISÉS DIRECTEMENT EN CAPITAUX PROPRES	**(1 061)**	**313**	**38**	**(710)**

15.1.5 Sources des écarts actuariels sur engagements

(en millions d'euros)	France	Royaume-Uni
Variation liée aux écarts d'expérience	(973)	86
Variation liée aux écarts d'hypothèses démographiques	-	23
Variation liée aux écarts d'hypothèses financières [1]	2 662	(218)
ÉCARTS ACTUARIELS SUR ENGAGEMENTS	**1 689**	**109**
dont écarts actuariels sur avantages postérieurs à l'emploi	*1 749*	*109*
dont écarts actuariels sur autres avantages à long terme	*(60)*	-

(1) Les hypothèses financières correspondent notamment au taux d'actualisation, au taux d'inflation et au taux d'augmentation des salaires.

15.2 France (Activités de production et commercialisation et Activités régulées)

Les deux secteurs opérationnels « France – Activités de production et commercialisation » et « France – Activités régulées » (voir note 4.1) sont regroupés ici en un sous-total « France » incluant principalement EDF et Enedis, pour lesquelles la quasi-totalité du personnel bénéficie du statut des IEG, incluant le régime spécial de retraite et le bénéfice d'autres avantages statutaires.

15.2.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Participants en activité	12 311	13 078
Retraités	13 810	14 671
TOTAL ENGAGEMENTS	**26 121**	**27 749**

15.2.2 Répartition par nature des provisions pour avantages du personnel

Au 31 décembre 2025 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	19 177	(8 941) [1]	10 236
Avantage en nature énergie	3 382	-	3 382
Indemnités de fin de carrière	783	(662)	121
Autres	1 297	(16)	1 281
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2025	**24 639**	**(9 619)**	**15 020**
Rentes ATMP et Invalidité	1 241	-	1 241
Médailles du travail	220	-	220
Autres	21	-	21
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2025	**1 482**	**-**	**1 482**
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2025	**26 121**	**(9 619)**	**16 502**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2025).

Au 31 décembre 2024 :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Provisions au bilan
Retraites	20 190	(9 432) [1]	10 758
Avantage en nature énergie	3 864	-	3 864
Indemnités de fin de carrière	794	(645)	149
Autres	1 381	(16)	1 365
Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi au 31/12/2024	**26 229**	**(10 093)**	**16 136**
Rentes ATMP et Invalidité	1 270	-	1 270
Médailles du travail	225	-	225
Autres	25	-	25
Provisions pour autres avantages à long terme au 31/12/2024	**1 520**	**-**	**1 520**
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL AU 31/12/2024	**27 749**	**(10 093)**	**17 656**

(1) Constitués principalement des actifs de couverture d'EDF SA (couverture des engagements retraites à hauteur de 52 % au 31 décembre 2024).

15.2.3 Actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
ACTIFS DE COUVERTURE	**9 619**	**10 093**
Actifs pour régime spécial de retraite	**8 941**	**9 432**
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	*63 %*	*65 %*
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*34 %*	*33 %*
Biens immobiliers	*3 %*	*2 %*
Actifs pour indemnités de fin de carrière	**662**	**645**
dont en %		
Instruments de créances cotés (obligations)	*59 %*	*58 %*
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*41 %*	*42 %*
Autres actifs de couverture	**16**	**16**

Au 31 décembre 2025, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent pour 37 % du total en obligations notées AAA et AA et 63 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 60 % d'obligations souveraines émises par des États de la zone euro, le solde étant principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

Au 31 décembre 2025, les actions détenues au sein des actifs de couverture se répartissent pour :

- 69 % du total en actions de sociétés nord-américaines ;
- 16 % du total en actions de la zone Asie-Pacifique et des pays émergents ;
- 15 % du total en actions de sociétés européennes.

Cette répartition est stable par rapport à celle observée au 31 décembre 2024.

La performance des actifs de couverture des retraites en France est de -0,6 % en 2025.

15.2.4 Flux de trésorerie futurs relatifs aux prestations à venir

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	1 243	1 220
D'un à cinq ans	4 937	4 387
De cinq à dix ans	6 234	4 617
À plus de dix ans	50 113	15 897
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**62 527**	**26 121**

Au 31 décembre 2025, la duration moyenne des engagements pour avantages du personnel en France s'établit à 15,8 ans.

15.3 Royaume-Uni

15.3.1 Répartition des engagements par typologie de bénéficiaires

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Participants en activité	2 114	2 328
Retraités	3 521	3 726
TOTAL ENGAGEMENTS	**5 635**	**6 054**

15.3.2 Actifs de couverture

La stratégie d'investissement mise en œuvre dans ces fonds est une stratégie d'adossement du passif – *Liability Driven Investments*. La répartition entre actifs de croissance et actifs d'adossement est revue périodiquement par les *trustees* et *a minima* après chaque valorisation actuarielle, afin de s'assurer que la stratégie d'investissement globale des plans reste cohérente pour atteindre les objectifs de niveau de couverture requis.

Les actifs de ces fonds de placement se décomposent de la manière suivante :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
ACTIFS DE COUVERTURE	**6 252**	**6 579**
dont en %		
Instruments de capitaux propres cotés (actions)	*7 %*	*9 %*
Instruments de créances cotés (obligations)	*65 %*	*92 %*
Biens immobiliers	*4 %*	*5 %*
Trésorerie et équivalent de trésorerie	*4 %*	*1 %*
Autres (dont private equity) [1]	*20 %*	*-8 %*

(1) Incluant la juste valeur des instruments dérivés de couverture sur instruments cotés.

Au 31 décembre 2025, les obligations détenues au sein des actifs de couverture se répartissent de la manière suivante :

- 73 % du total en obligations notées AAA et AA ;
- 27 % du total en obligations notées A, BBB et autres.

Les obligations sont constituées à hauteur d'environ 65 % d'obligations souveraines émises principalement par le Royaume-Uni. Le solde est principalement constitué d'émissions d'entreprises financières et non financières.

15.3.3 Flux de trésorerie futurs relatifs aux prestations à venir

(en millions d'euros)	Flux aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
À moins d'un an	296	282
D'un à cinq ans	1 261	1 072
De cinq à dix ans	1 774	1 185
À plus de dix ans	10 240	3 096
FLUX DE TRÉSORERIE RELATIFS AUX PRESTATIONS	**13 571**	**5 635**

La duration moyenne pondérée des plans du Royaume-Uni est de 16 ans au 31 décembre 2025.

Note 16 *Autres provisions*

		31/12/2025			31/12/2024		
(en millions d'euros)	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres provisions pour déconstruction	16.1	2 501	147	2 648	2 147	147	2 294
Autres provisions	16.2	4 133	2 425	6 558	3 875	2 547	6 422
AUTRES PROVISIONS		**6 634**	**2 572**	**9 206**	**6 022**	**2 694**	**8 716**

16.1 Autres provisions pour déconstruction

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
EDF	1 467	1 133
EDF Energy	26	40
Edison	129	132
Framatome	460	449
Autres	566	540
TOTAL	**2 648**	**2 294**

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

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part, des coûts constatés pour les opérations passées et d'autre part, des estimations les plus récentes portant sur les opérations de déconstruction à venir. Au cours de l'exercice 2025, EDF a mené un chantier de révision des coûts de déconstruction pour l'ensemble des sites thermiques avec la mise en place d'une démarche analytique détaillée, identifiant plus précisément l'ensemble des travaux nécessaires à la remise en état des sites tenant compte de la spécificité de chacun, la prise en compte de diagnostics réalisés sur chaque site pour la dépollution, le retour d'expérience sur les achats de prestations pour les opérations spécifiques comme le traitement des cheminées et enfin la prise en compte de risques, aléas et incertitudes de façon systématique. Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit à une augmentation de la provision de 342 millions d'euros. Ces travaux feront l'objet d'une révision annuelle.

Les provisions pour déconstruction intègrent notamment 161 millions d'euros de provisions concernant des Installations Nucléaires de Base en France (115 millions d'euros pour Framatome et 46 millions d'euros pour Cyclife France) pour lesquelles des actifs dédiés sont constitués conformément à la réglementation.

Actifs dédiés de Framatome et Cyclife France

Les actifs dédiés de Framatome et Cyclife France relatifs à des Installations Nucléaires de Base (INB) en France s'élèvent à 123 millions d'euros pour Framatome et 71 millions d'euros pour Cyclife France, en valeur de réalisation avec un taux de couverture de 107 % pour Framatome et 153 % pour Cyclife. Le taux réglementaire est de 105 % pour Framatome et de 100 % pour Cyclife France.

16.2 Autres provisions

Les variations des autres provisions se répartissent comme suit :

			Diminutions				
(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations	Provisions utilisées	Provisions excédentaires ou devenues sans objet	Mouvements de périmètre	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour risques liés aux filiales et participations	806	103	-	(14)	-	(367)	528
Provisions pour risques fiscaux « hors IS »	41	8	(5)	(5)	-	(2)	37
Provisions pour litiges	223	151	(114)	(11)	-	6	255
Provisions pour contrats onéreux	609	302	(120)	(354)	12	73	522
Provisions liées aux dispositifs environnementaux	1 700	2 185	(2 125)	-	-	(62)	1 698
Autres provisions pour risques et charges	3 043	1 233	(877)	(109)	(10)	238	3 518
TOTAL	**6 422**	**3 982**	**(3 241)**	**(493)**	**2**	**(114)**	**6 558**

Provisions pour contrats onéreux

Les provisions pour contrats onéreux concernent principalement les activités gazières GNL du Groupe (contrats long-terme d'approvisionnement et de regazéification avec Dunkerque LNG). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation. S'agissant du contrat avec Dunkerque LNG, la réévaluation des hypothèses macroéconomiques d'utilisation du terminal à la suite de la conclusion d'un nouveau contrat a conduit à la reprise partielle nette de la provision à hauteur de 349 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Les autres provisions sont individuellement non significatives.

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

Provisions liées aux dispositifs environnementaux

Les provisions liées aux dispositifs environnementaux incluent les provisions pour échanges de quotas d'émissions de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelable et pour certificats d'économies d'énergie, le cas échéant (voir notes 5.5.2 et 19.1).

Au 31 décembre 2025 une provision de 1 337 millions d'euros (1 392 millions d'euros en 2024) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de **certificats d'énergie renouvelable** à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 9.2).

La quatrième période du système de **quotas d'émission de gaz à effet de serre** de l'Union européenne (SEQE-EU ou EU-ETS), de 2021 à 2030, est notamment caractérisée par l'atteinte des objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'Accord de Paris adopté en 2015.

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par ce dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (11 millions de tonnes pour l'année 2024) se traduisant par des montants comptabilisés en provision pour 361 millions d'euros au 31 décembre 2025 (309 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Le Groupe a restitué en 2025, 11 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2024 (13 millions de tonnes restituées en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

Le Royaume-Uni dispose de son propre système d'échange (UK ETS - Emissions Trading Scheme). Basé sur un mécanisme d'enchère, il couvre les mêmes secteurs que le EU-ETS et suit globalement les mêmes règles avec un traitement comptable similaire.

En 2025, le volume de CO_2 émis par EDF Energy n'est pas significatif.

Autres provisions pour risques et charges

Accord environnemental avec ENI

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

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

À fin 2025, une mise à jour des estimations de coûts 2025 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire de la provision de 170 millions d'euros. Ce travail de révision des coûts estimés continuera à être effectué à chaque clôture de façon à assurer la cohérence entre le niveau de provisionnement, les estimations de coûts de remédiations environnementales et les dépenses de remédiations environnementales effectivement engagées à ce titre au cours de la période.

Aumelas

Par jugement du 7 avril 2025, la Chambre correctionnelle du tribunal judiciaire de Montpellier a condamné des sociétés de projet, EDF Renouvelables, EDF Renouvelables France, Futuren et un ancien Président Directeur Général de EDF Renouvelables dans un contentieux relatif à des atteintes alléguées aux espèces protégées entre 2017 et 2021 du fait de l'exploitation des parcs éoliens situés sur le site d'Aumelas. Les sociétés condamnées et l'ancien Président Directeur Général ont interjeté appel. L'audience devant la Cour d'appel devrait intervenir au premier semestre 2026.

Autres

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

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

Note 17 *Actifs et passifs financiers*

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers comprennent les titres de capitaux propres (notamment les titres de participation non consolidés), les titres de dettes, les prêts et créances au coût amorti, les instruments financiers dérivés actifs ainsi que la trésorerie et équivalents de trésorerie.

Le classement et l'évaluation des actifs financiers dépendent du modèle de gestion et des caractéristiques contractuelles des instruments. Ils sont comptabilisés au coût amorti, à la juste valeur par capitaux propres ou à la juste valeur par résultat.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et les instruments financiers dérivés passifs.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction, qui sont systématiquement classés en courant.

Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise un actif financier lorsque :

- les droits contractuels aux flux de trésorerie générés par l'actif expirent, ou
- le Groupe transfère les droits à recevoir les flux de trésorerie contractuels liés à l'actif financier du fait du transfert de la quasi-totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de cet actif.

Tout intérêt créé ou conservé par le Groupe dans des actifs financiers transférés est comptabilisé séparément comme actif ou passif.

Le Groupe décomptabilise un passif financier lorsque ses obligations contractuelles sont éteintes, annulées ou arrivent à expiration. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette et enregistre un nouveau passif. Dans la négative, la valeur comptable de la dette est recalculée. Dans les deux cas, les impacts liés à la restructuration sont constatés au compte de résultat.

17.1 Actifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les actifs financiers sont comptabilisés selon leurs caractéristiques contractuelles et leur modèle de gestion.

Actifs financiers à la juste valeur par capitaux propres recyclables ou non recyclables

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par capitaux propres comprennent :

- des titres de participation dans des sociétés non consolidées, pour lesquels le Groupe a effectué le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations ultérieures de juste valeur, sans possibilité de transfert au compte de résultat en cas de cession. Seuls les dividendes perçus au titre de ces instruments sont comptabilisés au compte de résultat en « Autres produits financiers » ;
- les titres de dettes (de nature obligataire) investis dans un modèle mixte de collecte de flux de trésorerie et de revente et dont les flux contractuels sont uniquement des remboursements de principal et des paiements d'intérêts reflétant la valeur temps de l'argent et le risque de crédit associé à l'instrument (test « SPPI » – Solely Payment of Principal and Interests selon les dispositions de la norme IFRS 9). Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en OCI recyclable. Elles sont transférées en résultat au moment de la cession de ces actifs financiers. Pour ces titres de dettes, les produits d'intérêts calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Autres produits financiers ».

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs financiers sont évalués à leur juste valeur augmentée des coûts de transaction attribuables à leur acquisition.

À chaque date d'arrêté, ils sont évalués à la juste valeur déterminée sur la base de prix cotés, selon la méthode des flux futurs actualisés ou sur la base de références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont comptabilisées en capitaux propres recyclables (pour les titres de dettes) ou non recyclables (pour les instruments de capitaux propres) au compte de résultat.

Actifs financiers à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat comprennent :

- des actifs acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- des dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- les instruments de capitaux propres (titres de participation non consolidés) pour lesquels le Groupe n'a pas retenu l'option irrévocable de les classer à la juste valeur par capitaux propres non recyclables ;
- les titres de dettes ne répondant pas aux caractéristiques contractuelles du test SPPI indépendamment de leur modèle de gestion ;

- les titres de dettes gérés dans un modèle de gestion « Autres » selon IFRS 9, et qui concernent les parts détenues dans des Organismes de Placement Collectif (OPC) et les Fonds Communs de Placement Réservés (FCPR).

Ces actifs sont comptabilisés à la date de transaction à la juste valeur, laquelle est le plus souvent égale au montant de trésorerie décaissé. Les coûts de transaction directement attribuables à l'acquisition sont constatés en résultat.

À chaque date d'arrêté comptable, leur juste valeur est déterminée soit sur la base de prix cotés, soit selon des techniques d'évaluation reconnues telles que la méthode des flux futurs actualisés ou selon des références externes pour les autres instruments financiers. Les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées au compte de résultat dans la rubrique « Autres produits et charges financiers ».

Actifs financiers au coût amorti

Les prêts et créances financières sont comptabilisés au coût amorti si le modèle de gestion consiste à détenir l'instrument afin d'en collecter les flux de trésorerie contractuels, flux uniquement constitués de paiements relatifs au principal et de ses intérêts.

Les intérêts sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif dans le poste « Autres produits financiers » du compte de résultat.

Les prêts et créances financières qui ne sont pas éligibles à un classement au coût amorti sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur au compte de résultat dans le poste « Autres produits et charges financiers ».

Modèle de dépréciation

Le modèle de dépréciation est fondé sur les pertes de crédit attendues dit ECL (expected credit loss). Le Groupe applique une approche basée sur la notation des contreparties dès lors que le niveau de risque de crédit est faible. En application de la politique de gestion des risques, la quasi-totalité du portefeuille obligataire du Groupe est constituée d'instruments émis par des contreparties dont le niveau de risque est faible, notées « Investment Grade ».

Dans cette situation, l'estimation des pertes de crédit attendues est réalisée sur un horizon de 12 mois après la date de clôture.

Le seuil d'identification d'une dégradation significative du risque de crédit intervient dès lors que la contrepartie n'est plus notée « Investment Grade ». L'augmentation significative du risque de défaillance peut, alors, conduire à réestimer les pertes de crédit attendues sur la durée de vie résiduelle de l'instrument.

Pour les prêts et créances, le Groupe a retenu une approche s'appuyant sur la probabilité de défaut de la contrepartie et de son appréciation de l'évolution du risque de crédit.

17.1.1 Répartition des actifs financiers courants et non courants

	31/12/2025			31/12/2024		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres en juste valeur en OCI recyclable	5 959	22 813	28 772	6 459	15 304	21 763
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	415	-	415	302	5	307
Titres en juste valeur en résultat	31 314	1 635	32 949	28 613	1 939	30 552
Titres de dettes ou de capitaux propres	**37 688**	**24 448**	**62 136**	**35 374**	**17 248**	**52 622**
Dérivés de transaction - Juste valeur positive	-	2 775	2 775	-	4 915	4 915
Dérivés de couverture - Juste valeur positive [(1)]	3 121	2 215	5 336	4 109	1 892	6 001
Prêts et créances financières [(2) (3)]	15 742	3 200	18 942	16 468	2 684	19 152
ACTIFS FINANCIERS COURANTS ET NON COURANTS	**56 551**	**32 638**	**89 189**	**55 951**	**26 739**	**82 690**

(1) Dont 2 912 millions d'euros au titre des dérivés de couverture des dettes en 2025 (3 937 millions d'euros au 31 décembre 2024 et voir note 17.5).

(2) Dont dépréciation pour (709) millions d'euros au 31 décembre 2025 ((653) millions d'euros au 31 décembre 2024).

(3) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

La diminution de la juste valeur positive des dérivés de transaction ((2,1) milliards d'euros) s'explique par la baisse des volumes couverts utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, ainsi que par les mouvements des prix du marché des matières premières observés en 2025.

17.1.2 Titres de dettes ou de capitaux propres

Répartition des titres de dettes ou de capitaux propres

Les actifs financiers sont principalement gérés par le Groupe selon deux objectifs distincts :

- **actifs dédiés** constitués en France pour la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs (note 14.1.2) ;
- **actifs « liquides »** qui regroupent des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie. Au sein de ce poste, les OPCVM monétaires d'EDF SA représentent 982 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 430 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(en millions d'euros)	31/12/2025 Juste valeur par OCI recyclable	Juste valeur par OCI non recyclable	Juste valeur par résultat	Total	31/12/2024 Total
Actifs dédiés d'EDF [1]	5 542	-	30 435	35 977	33 123
Actifs liquides	23 172	-	1 528	24 700	17 999
Autres actifs [2]	58	415	986	1 459	1 500
TOTAL	**28 772**	**415**	**32 949**	**62 136**	**52 622**

(1) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 926 millions d'euros au titre de prêts de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.3.1) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.1.2.4), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(2) Participations détenues dans des entreprises non consolidées.

La variation monétaire d'actifs financiers de 7 392 millions d'euros présentée dans le tableau de flux de trésorerie résulte essentiellement des placements de trésorerie en lien avec les émissions réalisées par EDF en 2025, classés sur la ligne « actifs liquides » (OPCVM, obligations et dépôts court terme).

Variation des titres de dettes ou de capitaux propres

(en millions d'euros)	31/12/2024	Augmentations nettes	Variations de juste valeur	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Titres en juste valeur en OCI recyclable	21 763	7 376	(48)	10	(325)	(4)	28 772
Titres en juste valeur en OCI non recyclable	307	68	93	(50)	-	(3)	415
Titres en juste valeur en résultat	30 552	1 156	1 330	(11)	(14)	(64)	32 949
TITRES DE DETTES OU DE CAPITAUX PROPRES	**52 622**	**8 600**	**1 375**	**(51)**	**(339)**	**(71)**	**62 136**

Variations de juste valeur de la période en capitaux propres

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

(en millions d'euros)	2025 Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]	2024 Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur reconnues en OCI non recyclable [1]	Variations brutes de juste valeur transférées en résultat [2]
Actifs dédiés d'EDF	(73)	-	(77)	6	-	(158)
Actifs liquides	41	-	61	290	-	(85)
Autres titres	-	95	-	-	8	-
TITRES DE DETTES ET DE CAPITAUX PROPRES [3]	**(32)**	**95**	**(16)**	**296**	**8**	**(243)**

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

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

(3) Hors coentreprises et entreprises associées.

Les variations brutes de juste valeur reconnues en OCI recyclable (avant reclassement en résultat) en 2025 concernent principalement EDF pour (16) millions d'euros dont +4 millions d'euros au titre des actifs dédiés (+539 millions d'euros dont +164 millions d'euros au titre des actifs dédiés sur l'exercice 2024).

Aucune perte de valeur significative n'a par ailleurs été enregistrée sur l'exercice 2025.

17.1.3 Prêts et créances financières

Les prêts et créances financières sont composés comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Créances à recevoir du NLF	14 419	16 142
Autres prêts et créances financières [1]	4 523	3 010
PRÊTS ET CRÉANCES FINANCIÈRES	**18 942**	**19 152**

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, les autres prêts et créances financières intègrent notamment :

- le surfinancement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy pour un montant de 630 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 525 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 15.1.1),
- le montant représentatif des versements anticipés réalisés auprès de Synatom par Luminus au titre de la couverture des obligations nucléaires de long terme pour 319 millions d'euros au 31 décembre 2025 (354 millions d'euros au 31 décembre 2024) qui sont actualisés au même taux que les provisions qu'ils financent (voir note 14.3). Cette créance est à la juste valeur des fonds détenus par Synatom pour le compte de Luminus en tant qu'actifs de couverture,
- des prêts accordés par EDF power solutions dans le cadre de son activité de développement de projets, à des sociétés mises en équivalence pour un montant de 985 millions d'euros au 31 décembre 2025 contre 814 millions d'euros au 31 décembre 2024 principalement liés à des parcs au Royaume-Uni (dont le parc éolien *offshore* NnG pour 599 millions d'euros déprécié à hauteur de (328) millions d'euros), en France (dont le parc éolien *offshore* Provence Grand Large pour 47 millions d'euros déprécié à hauteur de (44) millions d'euros) et en Amérique du Nord. Sur l'exercice 2025, des prêts consentis à des entreprises associées ont été dépréciés à hauteur de (85) millions d'euros. Ces dépréciations concernent essentiellement le parc éolien de Dumat Al Jandal pour (50) millions d'euros et des parcs éoliens au Chili pour (17) millions d'euros.

Variation des prêts et créances financières

(en millions d'euros)	31/12/2024	Variations nettes	Effet de l'actualisation	Mouvements de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2025
Prêts et créances financières [1]	19 152	776	1 097	24	(881)	(1 226)	18 942

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Les variations nettes incluent 751 millions d'euros d'appels de marge versés sur dérivés de couvertures de dettes.

Les autres mouvements des prêts et créances financières correspondent principalement à la variation de la créance représentative des remboursements à recevoir du *Nuclear Liabilities Fund* (NLF) et du gouvernement britannique et au surplus de financement du plan de retraite EDFG d'EDF Energy.

17.2 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes et méthodes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués des liquidités immédiatement disponibles et des placements à très court terme facilement convertibles (SICAV monétaires) en un montant connu de trésorerie dont l'échéance à la date d'acquisition est généralement inférieure ou égale à trois mois et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur. Ces placements sont détenus dans l'objectif de faire face aux engagements de court terme plutôt que pour un placement ou d'autres finalités. Lorsque leur échéance est supérieure à 3 mois, ils sont présentés au sein des Actifs liquides, en Titres de dettes et de capitaux propres (voir note 17.1.2).

Les « Équivalents de trésorerie » sont comptabilisés à la juste valeur avec variations de juste valeur en « Autres produits et charges financiers ».

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Disponibilités [1]	6 504	6 354
Équivalents de trésorerie	1 137	1 243
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE	**7 641**	**7 597**

(1) Au 31 décembre 2025, le compte « Prêts et créances financières » inclut la contrepartie aux appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 902 millions d'euros. Au 31 décembre 2024, cette contrepartie figure en « Trésorerie et équivalents de trésorerie » pour 151 millions d'euros.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restrictions de 583 millions d'euros au 31 décembre 2025 (437 millions d'euros au 31 décembre 2024, voir note 1.2.5).

17.3 Passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Les emprunts et dettes financières sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti, ajusté de la variation de valeur au titre des risques couverts, pour ceux faisant l'objet d'une couverture de juste valeur (voir note 17.5). Les charges d'intérêts calculées selon la méthode du taux d'intérêt effectif sont comptabilisées au compte de résultat dans le poste « Coût de l'endettement financier brut » sur la durée de la dette.

17.3.1 Répartition des passifs financiers courants et non courants

	31/12/2025			31/12/2024		
(en millions d'euros)	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts et dettes financières [1]	66 573	17 665	84 238	68 871	12 931	81 802
Dettes financières - Actifs dédiés [2]	-	926	926	-	-	-
Dérivés de transaction - Juste valeur négative	-	2 496	2 496	-	4 315	4 315
Dérivés de couverture - Juste valeur négative [3]	3 659	1 032	4 691	2 225	1 642	3 867
PASSIFS FINANCIERS	**70 232**	**22 119**	**92 351**	**71 096**	**18 888**	**89 984**

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Les actifs dédiés d'EDF incluent un montant de 926 millions d'euros au titre de prêts de titres. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 17.1.2) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 14.1.2.4), ni sur l'endettement financier net, qui exclut les actifs dédiés et les passifs rattachés aux actifs dédiés.

(3) Dont 3 399 millions d'euros au titre des dérivés de couverture de dettes intégrés dans l'endettement financier net (2 065 millions d'euros au 31 décembre 2024, voir note 18.2).

La diminution de la juste valeur négative des dérivés de transaction ((1,8) milliard d'euros) s'explique par la baisse de la valeur des instruments dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de *trading*, principalement en lien avec la baisse des prix de marché des commodités observée en 2025.

La hausse de la juste valeur négative des dérivés de couverture (0,8 milliard d'euros) s'explique essentiellement par la mise en place de nouveaux dérivés de couverture de juste valeur sur la dette brute en lien avec les nouvelles émissions de la période et par un effet change, principalement lié à l'appréciation de l'euro contre le dollar américain.

17.3.2 Variations des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus [1]	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
SOLDES AU 31/12/2024	**54 116**	**12 777**	**8 825**	**4 421**	**1 663**	**81 802**
Augmentations	9 238	1 123	8 330	1 158	323	20 172
Diminutions	(1 924)	(7 828)	(4 093)	(866)	(213)	(14 924)
Écarts de conversion	(614)	(198)	(42)	(66)	4	(916)
Mouvements de périmètre	(2)	2	95	5	-	100
Variations de juste valeur	(3 110)	(62)	-	-	-	(3 172)
Autres mouvements	103	6	1 211	(19)	(125)	1 176
SOLDES AU 31/12/2025	**57 807**	**5 820**	**14 326**	**4 633**	**1 652**	**84 238**

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

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

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus	Dette liée à l'obligation locative	Dénouements des dérivés de couverture de dettes	31/12/2025
Émissions d'emprunts	9 238	1 123	8 330	-	-	18 691
Remboursements d'emprunts	(1 924)	(7 828)	(4 093)	(866)	(201)	(14 912)

En 2025, EDF a lancé l'émission d'**emprunts obligataires** pour un montant de 9 238 millions d'euros équivalents sur différents marchés.

- le 6 janvier 2025, 486 millions d'euros (500 millions de dollars U.S.) d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 6 janvier 2025) ;
- le 6 janvier 2025, 1 844 millions d'euros (1,9 milliard de dollars US) en trois tranches d'obligations senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 7 janvier 2025) :
  - obligation de 700 millions de dollars U.S., d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,75 %,
  - obligation de 800 millions de dollars U.S., d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,38 %,
  - émission additionnelle de 400 millions de dollars U.S. de l'obligation émise le 22 avril 2024 d'une maturité initiale de 40 ans, avec un coupon fixe de 6,00 %,
- le 24 janvier 2025, 599 millions d'euros (480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling) via de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires senior existantes (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 27 janvier 2025) :
  - émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,75 %,
  - émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 12 octobre 2022 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 4,38 %,
  - émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,38 %,
  - émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,50 %,
- le 30 janvier 2025, 504 millions d'euros (750 millions de dollars canadiens) en deux tranches d'obligations vertes senior (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 31 janvier 2025) :
  - obligations vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,57 %,
  - obligations vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,23 %,
- le 30 avril 2025, 2,25 milliards d'euros en trois tranches d'obligations senior vertes (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 30 avril 2025) :
  - obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 3,25 %,
  - obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,00 %,
  - obligation de 500 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,63 %,
- le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling par voie de placement privé non coté, dans le cadre de son programme EMTN en trois tranches d'obligations senior. La première tranche a été émise le 26 juin 2025 pour un montant de 1 759 millions d'euros (1,5 milliard de livres sterling). Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 20 juin 2025) ;
- le 3 juillet 2025, EDF a levé avec succès 441 millions d'euros (75,8 milliards de yens) en trois tranches d'obligations senior « Samouraï » (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 3 juillet 2025) :
  - obligation de 47,9 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,55 %,
  - obligation de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,88 %,
  - obligation de 8,3 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 2,39 %,
- le 21 août 2025, EDF a levé, pour son émission inaugurale, 557 millions d'euros (1 milliard de dollars australiens) en deux tranches d'obligations senior « Kangourou » (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 21 août 2025) :
  - obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,64 %,
  - obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 6,63 %.

Par ailleurs, sur l'exercice 2025, EDF a réalisé des placements obligataires privés pour un montant total de 750 millions d'euros et une émission additionnelle de 50 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 9 décembre 2019 d'une maturité initiale de 30 ans avec un coupon fixe de 2,00 %.

Concernant les **emprunts auprès d'établissements de crédit**, les principales opérations réalisées sur l'exercice 2025 sont relatives à des nouveaux prêts bancaires de maturité entre 3 à 7 ans pour 1 090 millions d'euros et au remboursement de (242) millions d'euros concernant des emprunts contractés auprès de la BEI. Par ailleurs, le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 22 octobre 2025) dont 6,9 milliards d'euros remboursés en 2025 et 0,5 milliard d'euros en janvier 2026.

Au 31 décembre 2025, les **autres dettes financières et appels de marge reçus** incluent notamment des titres de créances négociables (TCN) pour un montant de 5 713 millions d'euros, la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de titres mis en pension auprès de plusieurs banques pour un montant de 4 708 millions d'euros, la contrepartie de la trésorerie reçue dans le cadre de prêts de titres auprès de plusieurs banques pour un montant de 926 millions d'euros et les appels de marge payés au titre des dérivés adossés à la dette financière pour 1 094 millions d'euros. Ces opérations sont réalisées dans le cadre de la gestion de sa liquidité courante et sont sans impact sur l'endettement financier net.

Sur l'exercice 2025, le Groupe a racheté des **titres subordonnés à durée indéterminée** pour un montant total de 2 007 millions d'euros sur :

- la souche 2013 émise pour un montant nominal de 1 250 millions d'euros et qui avait fait l'objet d'un reclassement en autres dettes financières au 31 décembre 2024, pour 1 250 millions d'euros. Elle a été intégralement remboursée le 29 janvier 2025 ;
- la souche 2014 émise pour un montant nominal de 1 000 millions d'euros partiellement remboursée pour 219 millions d'euros à la suite de l'offre de rachat du 29 septembre 2025 ;
- la souche 2013 émise pour un montant nominal de 1 250 millions de livres sterling partiellement remboursée pour 539 millions d'euros à la suite de l'offre de rachat du 29 septembre 2025.

Préalablement à leur remboursement, ces deux dernières souches qui figuraient en capitaux propres ont été reclassées en autres dettes financières en 2025 dans la ligne « autres mouvements ». Par ailleurs, le Groupe a annoncé le 16 décembre 2025 son intention d'exercer son option de remboursement de ces souches restant en circulation pour un montant de respectivement 283 millions d'euros et 160 millions de livres sterling. En conséquence, au 31 décembre 2025, 466 millions d'euros qui figuraient en capitaux propres ont été reclassés en autres dettes financières dans la ligne « autres mouvements ». Ces souches ont été intégralement remboursées le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 (voir note 13.3).

17.3.3 Principaux emprunts du Groupe

Au 31 décembre 2025, les principaux emprunts du Groupe, supérieurs à un équivalent de 650 millions d'euros à la date d'émission (hors *green bonds*) sont les suivants :

Type d'emprunt (en millions de devises)	Date d'émission [1]	Échéance	Montant de l'émission	Devise	Taux
Euro MTN	10/2022	01/2027	750	EUR	3,88 %
Obligataire	01/2017	01/2027	107 900	JPY	1,09 %
Euro MTN	03/2012	03/2027	1 000	EUR	4,13 %
Obligataire	05/2023	05/2028	1 000	USD	5,70 %
Obligataire	09/2018	09/2028	1 800	USD	4,50 %
Obligataire	04/2024	04/2029	650	USD	5,65 %
Euro MTN	10/2022	10/2029	1 000	EUR	4,38 %
Euro MTN	04/2010	04/2030	1 461	EUR	4,63 %
Euro MTN	10/2018	10/2030	1 000	EUR	2,00 %
Euro MTN	07/2001	07/2031	650	GBP	5,88 %
Euro MTN	01/2023	01/2032	1 000	EUR	4,25 %
Euro MTN	02/2003	02/2033	850	EUR	5,63 %
Obligataire	05/2023	05/2033	1 000	USD	6,25 %
Obligataire	04/2024	04/2034	650	USD	5,95 %
Euro MTN	06/2009	06/2034	1 500	GBP	6,13 %
Obligataire	**01/2025**	**01/2035**	**700**	**USD**	**5,75 %**
Euro MTN	10/2016	10/2036	750	EUR	1,88 %
Euro MTN	**06/2025**	**06/2037**	**1 500**	**GBP**	**6,88 %**
Obligataire	09/2018	09/2038	650	USD	4,88 %
Obligataire	01/2009	01/2039	1 750	USD	6,95 %
Obligataire	01/2010	01/2040	850	USD	5,60 %
Euro MTN	11/2010	11/2040	750	EUR	4,50 %
Euro MTN	10/2011	10/2041	1 250	GBP	5,50 %
Euro MTN	01/2023	01/2043	1 000	EUR	4,63 %
Obligataire	01/2014	01/2044	1 000	USD	4,88 %
Euro MTN	10/2015	10/2045	1 500	USD	4,75 %
Obligataire	10/2015	10/2045	1 150	USD	4,95 %
Obligataire	09/2018	09/2048	1 300	USD	5,00 %
Euro MTN	12/2019	12/2049	1 250	EUR	2,00 %
Euro MTN	09/2010	09/2050	985	GBP	5,13 %
Obligataire	05/2023	05/2053	1 000	USD	6,90 %
Obligataire	**01/2025**	**01/2055**	**800**	**USD**	**6,38 %**
Euro MTN	10/2016	10/2056	2 164	USD	4,99 %
Obligataire	04/2024	04/2064	750	USD	6,00 %
Euro MTN	11/2019	12/2069	2 000	USD	4,50 %
Obligataire	01/2014	01/2114	700	USD	6,00 %
Euro MTN	01/2014	01/2114	1 350	GBP	6,00 %

(1) Date de réception des fonds.

Au 31 décembre 2025, les ***green bonds*** sont les suivants :

Type d'emprunt Green Bonds (en millions de devises)	**Date d'émission** [1]	**Échéance**	**Montant de l'émission**	**Devise**	**Taux**
Euro MTN	10/2016	10/2026	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	12/2023	06/2027	1 000	EUR	3,75 %
Euro MTN	**01/2025**	**06/2027**	**250**	**EUR**	**3,75 %**
Euro MTN	08/2023	09/2027	200	CHF	2,30 %
Obligataire	01/2017	01/2029	19 600	JPY	1,28 %
Euro MTN	09/2024	09/2029	155	CHF	1,57 %
Euro MTN	**01/2025**	**01/2030**	**500**	**USD**	**SOFR + 1,15 %**
Euro MTN	06/2024	06/2031	1 000	EUR	4,13 %
Euro MTN	08/2023	09/2031	125	CHF	2,55 %
Obligataire	01/2017	01/2032	6 400	JPY	1,57 %
Euro MTN	**05/2025**	**05/2032**	**750**	**EUR**	**3,25 %**
Euro MTN	09/2024	09/2032	155	CHF	1,74 %
Euro MTN	11/2021	11/2033	1 750	EUR	1,00 %
Euro MTN	10/2022	10/2034	1 250	EUR	4,75 %
Obligataire	**02/2025**	**02/2035**	**450**	**CAD**	**4,57 %**
Euro MTN	06/2024	06/2036	750	EUR	4,38 %
Euro MTN	**01/2025**	**06/2036**	**130**	**EUR**	**4,38 %**
Euro MTN	**05/2025**	**05/2037**	**1 000**	**EUR**	**4,00 %**
Euro MTN	**11/2025**	**11/2037**	**50**	**EUR**	**4,08 %**
Euro MTN	06/2024	06/2044	1 250	EUR	4,75 %
Euro MTN	**05/2025**	**05/2045**	**500**	**EUR**	**4,63 %**
Euro MTN	**10/2025**	**10/2045**	**100**	**EUR**	**EUR6M + 1,70 %**
Obligataire	**02/2025**	**02/2055**	**300**	**CAD**	**5,23 %**

(1) Date de réception des fonds.

17.3.4 Répartition des emprunts et dettes financières par échéance et devise

17.3.4.1 Échéancier des emprunts et dettes financières

(en millions d'euros)	Emprunts obligataires	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières et appels de marge reçus	Dette liée à l'obligation locative	Intérêts courus	Total
À moins d'un an	1 792	1 570	12 379	720	1 204	17 665
Entre un et cinq ans	13 519	2 217	1 315	2 086	71	19 208
À plus de cinq ans	42 496	2 033	632	1 827	377	47 365
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES AU 31/12/2025	**57 807**	**5 820**	**14 326**	**4 633**	**1 652**	**84 238**

Les échéances de la dette liée à l'obligation locative en valeur non actualisée se présentent comme suit :

	31/12/2025				31/12/2024
	Total	Échéances			Total
(en millions d'euros)		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
FLUX DE TRÉSORERIE CONTRACTUELS NON ACTUALISÉS	**5 431**	**850**	**2 557**	**2 024**	**5 026**

17.3.4.2 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

La répartition des emprunts et dettes financières par devise intègre l'effet des instruments dérivés qualifiés de couverture (couvertures de dettes et de situations nettes des filiales étrangères) selon la norme IFRS 9.

Au 31 décembre 2025

	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	44 407	52 %	29 617	74 024	88 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	20 901	25 %	(18 090)	2 811	3 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	12 249	15 %	(7 081)	5 168	6 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	6 681	8 %	(4 446)	2 235	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**84 238**	**100 %**	**-**	**84 238**	**100 %**

Au 31 décembre 2024

	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette
Emprunts libellés en euro (EUR)	43 009	53 %	22 327	65 336	80 %
Emprunts libellés en dollar américain (USD)	22 841	27 %	(21 543)	1 298	2 %
Emprunts libellés en livre britannique (GBP)	10 580	13 %	1 843	12 423	15 %
Emprunts libellés dans d'autres devises	5 372	7 %	(2 627)	2 745	3 %
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**81 802**	**100 %**	**-**	**81 802**	**100 %**

17.4 Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie

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

17.4.1 Risque de liquidité

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

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Sur l'année 2025, le Groupe a ainsi réalisé plusieurs émissions obligataires dans six devises pour un équivalent d'environ 9,2 milliards d'euros et une émission d'obligations hybrides (perpétuelles super-subordonnées) pour un équivalent de 1,3 milliard d'euros.

Au 31 décembre 2025, les échéances résiduelles des passifs financiers (y compris intérêts) se présentent comme suit :

(en millions d'euros)	Dettes	Swaps de taux (1)	Swaps de change (1)	Garanties données sur emprunts
< 1 an	22 188	(144)	(282)	26
1 à 5 ans	29 071	(467)	(762)	521
> 5 ans	88 082	233	(2 258)	811
TOTAL	**139 341**	**(378)**	**(3 301)**	**1 358**
dont remboursement du nominal	*84 238*			
dont charges d'intérêts	*55 103*			

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

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2025 s'établit à 12,3 ans contre 13,0 ans au 31 décembre 2024.

Clauses de remboursement anticipé des emprunts

Les financements de projets souscrits auprès de tiers externes par les sociétés de projets (de type « SPV ») détenus en particulier par EDF power solutions peuvent inclure des clauses d'exigibilité anticipée, principalement applicables en cas de non-respect de certains *covenants*, incluant en particulier un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet, mesuré par un ratio dit « DSCR » (Debt Service Coverage Ratio). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1. Toutefois, les clauses mentionnées dans ces contrats n'ont pas d'impact sur le classement des passifs sous-jacents en courant ou non courant dans les comptes du Groupe car ils concernent exclusivement des sociétés mises en équivalence.

Par ailleurs, dans d'autres entités du Groupe, certaines clauses contractuelles figurant dans des contrats de financement ou d'engagements peuvent faire référence à la notation du Groupe, mais ne sont pas qualifiées de *covenants*.

Treize emprunts, d'un montant total de 2 621 millions d'euros contiennent une clause prévoyant sous certaines conditions, en cas de passage de l'emprunteur en dessous d'une certaine notation, une modification des conditions d'octroi du prêt.

Aucun remboursement anticipé n'est intervenu en 2025 du fait du non-respect par une entité du Groupe de clauses contractuelles liées aux emprunts.

Lignes de crédit non utilisées

	31/12/2025				31/12/2024
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
LIGNES DE CRÉDIT CONFIRMÉES	**15 640**	**2 265**	**12 872**	**503**	**14 315**
dont lignes indexées sur des critères ESG	*12 341*				*11 688*

L'augmentation de ces lignes de crédit est notamment liée à la mise en place de nouvelles lignes de crédit chez EDF Trading pour 2 milliards d'euros (octroyée par un syndicat de banques) et EDF pour 1 milliard d'euros (dont 500 millions d'euros octroyés par la BEI), partiellement compensée par l'arrivée à échéance d'une ligne de crédit de 2 milliards d'euros chez EDF.

17.4.2 Risque de change

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

Sensibilité de la dette brute du Groupe au risque de change

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe. Du fait de la politique de couverture du risque de change, sur la dette brute du Groupe, le compte de résultat des sociétés sous contrôle du Groupe est marginalement exposé au risque de change.

(en millions d'euros)	Dette après instruments de couverture convertie en euros	Impact d'une variation défavorable de 10 % du cours de change	Dette après variation défavorable de 10 % du cours de change
Emprunts libellés en euros (EUR)	74 024	7 403	81 429
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	2 811	281	3 091
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	5 168	517	5 684
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 235	223	2 458
TOTAL DES EMPRUNTS	**84 238**	**8 424**	**92 662**

Structure et sensibilité 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.

(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	3 873	1 250	650	1 973	1 679	168
CHF (Suisse)	25	-	12	13	14	1
JPY (Japon)	433	-	210	223	1	-
GBP (Royaume-Uni)	24 981	7 405	5 149	12 427	14 241	1 424
BRL (Brésil)	2 133	-	1 100	1 033	160	16
CNY (Chine)	7 895	-	3 944	3 951	480	48

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 associé aux placements de trésorerie, aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2025.

17.4.3 Risque de taux

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

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir notes 14.1.1.5 et 14.2.4) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15.1.2), 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 (voir note 14.1.2).

Ventilation des emprunts et dettes financières par taux

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

Au 31 décembre 2025

	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	76 320	91 %	(23 973)	52 347	62 %	-
Emprunts à taux variable	7 918	9 %	23 973	31 891	38 %	319
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**84 238**	**100 %**	**-**	**84 238**	**100 %**	**319**

Au 31 décembre 2025, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 62 % à taux fixe et 38 % à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 319 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2025 après couverture.

Au 31 décembre 2024

	Structure initiale de la dette		Incidence des instruments dérivés	Structure finale de la dette		Impact, en résultat, d'une hausse de 1 % des taux d'intérêt
(en millions d'euros)	en montant	% de la dette	en montant	en montant	% de la dette	
Emprunts à taux fixe	68 605	84 %	(25 766)	42 839	52 %	-
Emprunts à taux variable	13 197	16 %	25 766	38 963	48 %	390
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	**81 802**	**100 %**	**-**	**81 802**	**100 %**	**390**

17.4.4 Risque actions

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

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 34 % en actions fin décembre 2025, soit un montant de 3,2 milliards d'euros (voir note 15.2.3).

Au 31 décembre 2025, 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 6,8 % à fin 2025 (8,9 % à fin 2024), ce qui représente désormais un montant de 369 millions de livres sterling (voir note 15.3.2).

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

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

Au 31 décembre 2025, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 14 206 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 14,11 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 12,37 % à fin 2024. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2025, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 2 004 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, la sensibilité des obligations cotées (14 243 millions d'euros) s'établit à 5,23 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de la valeur de marché de ces actifs de 746 millions d'euros. La sensibilité était de 5,16 à fin décembre 2024.

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 duration 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 2025 à 4,5 % (voir note 14.1.1).

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 2025.

17.4.5 Risques marchés énergies

Le groupe EDF opère, principalement en Europe, sur les marchés dérégulés de l'énergie à travers ses activités de production, de commercialisation et de *trading*. À ce titre, le Groupe est exposé aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des quotas d'émissions de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

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 donnés.

En 2025, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 50 millions d'euros et une limite *stop-loss* de 180 millions d'euros.

17.4.6 Risques de contrepartie

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

À fin septembre 2025, 90 % des expositions du Groupe concernent des contreparties de classe *investment grade*. Ce taux élevé s'explique par la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs réalisées principalement sur des actifs peu risqués.

Pour maîtriser le risque de contrepartie, le Groupe met en place :

- une politique dédiée appliquée à EDF et à l'ensemble des filiales contrôlées qui prévoit notamment une consolidation trimestrielle des expositions du Groupe et une revue des contreparties associées ;
- des actions de mitigations du risque (dépôt de garantie, garanties bancaires ou maison-mère, clause de *rating trigger*) à l'égard des contreparties industrielles et commerciales susceptibles d'être fragilisées par un contexte économique défavorable ;
- des procédures d'autorisation des contreparties qui traitent avec la salle des marchés d'EDF. La consommation des limites d'exposition est actualisée en temps réel et vérifiée quotidiennement. En cas d'alerte ou de détérioration de la situation d'une contrepartie, la pertinence des limites est réexaminée ;
- un suivi quotidien des expositions liées au *trading* sur les marchés d'énergies, avec attribution des limites en fonction de la solidité financière de chaque contrepartie ;
- des dispositifs de réduction du risque tels que les accords de *netting* des positions, les accords de *cash collateral*.

Concernant le risque clients – composante du risque de contrepartie – une balance des créances échues et non échues est présentée en note 12.3.1.

17.5 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Principes et méthodes comptables

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de taux et de change ainsi que les risques liés aux variations de prix de l'énergie ou des matières premières tels que les *swaps*, contrats à terme.

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 9, la comptabilité de couverture peut être appliquée aux instruments dérivés qui remplissent les critères d'éligibilité. Certains dérivés, dits contrats « own use » sont, en revanche, exclus du champ d'application d'IFRS 9.

Dérivés exclus du champ d'application IFRS 9 : contrats dits « own use »

Les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières, en particulier, sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IFRS 9, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification est retenue lorsque les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Le Groupe considère que les transactions négociées dans l'objectif d'un équilibrage en volumes des engagements d'achat et de vente d'électricité, entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 9.

Évaluation et comptabilisation des dérivés

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur, sur la base de prix cotés et de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de prix cotés, le Groupe peut faire référence à des transactions récentes comparables ou, à défaut, utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants de marché et privilégiant des données directement dérivées d'éléments observables telles que des cotations de gré à gré.

En application d'IFRS 13, la juste valeur des instruments dérivés intègre le risque de crédit de la contrepartie pour les dérivés actifs et le risque de crédit propre pour les dérivés passifs.

Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le groupe EDF utilise des instruments dérivés pour couvrir ses risques de change et de taux ainsi que ceux liés à certains contrats de matières premières.

Le Groupe applique les critères prévus par la norme IFRS 9 afin de qualifier une opération pour la comptabilité de couverture, en particulier l'existence d'une documentation formelle à l'origine et la satisfaction des critères d'efficacité de la couverture.

La relation de couverture prend fin dès lors qu'elle cesse de satisfaire aux critères précités. Cela comprend les situations où l'instrument de couverture expire ou est vendu, résilié ou exercé, ou lorsque les objectifs de gestion des risques définis initialement ne sont plus remplis.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe et les instruments dérivés internes donnant lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe sont réputés éligibles à la comptabilité de couverture.

Les coûts de couverture incluent l'écart de base entre monnaies (foreign currency basis spread) sur les *swaps* de taux et de devises (cross-currency swaps). Les variations de juste valeur sont enregistrées en capitaux propres recyclables. Ce recyclage s'effectue via les charges d'intérêts sur opérations de financement intégrées au compte de résultat dans le coût de l'endettement financier brut.

Typologies de couvertures

Couverture de juste valeur

Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et sont compensées par les variations symétriques de juste valeur de l'instrument de couverture. Seule la fraction inefficace de la couverture a un impact sur le résultat.

Certains emprunts et dettes financières, ainsi que des contrats de matières premières, font l'objet d'une relation de couverture de juste valeur. Dans ce cas, leur valeur au bilan est ajustée des variations de juste valeur au titre des risques couverts (change, taux et prix).

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit d'une couverture de l'exposition à la variabilité des flux de trésorerie associés à un actif ou un passif, ou à une transaction future hautement probable, pour lesquelles les variations de flux de trésorerie générées par l'élément couvert sont compensées par les variations de valeur de l'instrument de couverture.

Les variations cumulées de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur part efficace et en résultat pour la part inefficace (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert).

Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert ou viennent en ajustement de la valeur de l'actif non financier acquis.

Couverture d'investissements nets à l'étranger

Il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité n'ayant pas la même monnaie fonctionnelle que le Groupe. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres pour leur part efficace jusqu'à la cession ou la liquidation de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

Ce risque est géré au niveau du groupe EDF soit par un adossement à des dettes dans la même devise, soit par des instruments dérivés.

Instruments dérivés de transaction

Les instruments dérivés de transaction concernent :

- les dérivés souscrits dans un objectif de couverture économique mais qui ne sont pas qualifiés comptablement de couverture et dont les variations de valeur sont comptabilisées au compte de résultat. Plus précisément :
  - lorsqu'ils concernent la couverture économique des TCN et des obligations acquises, ils sont comptabilisés dans la rubrique des « Autres produits et charges financiers »,
  - lorsqu'ils concernent la couverture économique liée aux opérations de production et de commercialisation, ils sont comptabilisés dans les « Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading* », ligne dédiée dans le compte de résultat du Groupe, en dessous de l'excédent brut d'exploitation,
- les dérivés utilisés dans le cadre de l'activité de négoce (*trading*) et dont les variations de juste valeur sont comptabilisées en chiffre d'affaires (voir note 5.1).

17.5.1 Décomposition des instruments dérivés de couverture et de transaction

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction enregistrée au bilan se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Juste valeur positive des dérivés de couverture	17.1.1	5 334	6 001
Juste valeur négative des dérivés de couverture	17.3.1	(4 693)	(3 867)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**641**	**2 134**
Juste valeur positive des dérivés de transaction	17.1.1	2 775	4 915
Juste valeur négative des dérivés de transaction	17.3.1	(2 496)	(4 315)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**279**	**600**

La juste valeur des dérivés de couverture et de transaction par nature de risque couvert se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Instruments dérivés de couverture de taux	17.5.2	1 224	489
Instruments dérivés de couverture de change	17.5.3	(1 773)	1 851
Instruments dérivés de couverture de matières premières	17.5.4	1 190	(206)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**641**	**2 134**
Instruments dérivés de transaction de taux	17.5.2	295	(129)
Instruments dérivés de transaction de change	17.5.3	(297)	133
Instruments dérivés de transaction de matières premières	17.5.4	281	596
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE TRANSACTION		**279**	**600**

La juste valeur des dérivés de couverture par type de couverture et par objectif se répartit comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Couverture de juste valeur des emprunts et dettes		(2 288)	(552)
Couverture de flux de trésorerie des emprunts et dettes		1 801	2 424
Sous-total	**18.2**	**(487)**	**1 872**
Couverture de juste valeur de contrats de matières premières		11	(35)
Couverture de flux de trésorerie de contrats de matières premières		1 068	111
Sous-total		**1 079**	**76**
Couverture de situations nettes à l'étranger		38	272
Couverture de juste valeur des actifs dédiés		25	(74)
Couverture de juste valeur sur actifs liquides	18.2	(14)	(12)
JUSTE VALEUR DES DÉRIVÉS DE COUVERTURE		**641**	**2 134**

17.5.2 Instruments dérivés de taux

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des taux d'intérêt pouvant impacter la valeur de ses emprunts, dettes financières ainsi que ses actifs (actifs liquides et actifs dédiés), ou ses charges financières futures.

Le Groupe couvre notamment son exposition aux variations de juste valeur des dettes à taux fixe, dont une part importante est variabilisée. Les instruments dérivés utilisés dans le cadre de cette couverture de juste valeur sont des *swaps* de taux d'intérêt fixe/variable et des *cross currency swaps*. Les variations de juste valeur de ces dérivés sont comptabilisées au compte de résultat de manière symétrique aux variations de valeur des dettes couvertes.

D'autre part, le Groupe couvre sa dette à taux variable contre les variations futures de flux d'intérêts en souscrivant des *swaps* de taux d'intérêts (taux variable/fixe) dans le cadre d'une couverture de flux de trésorerie.

Les dérivés de taux entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction s'analysent comme suit :

	Notionnel au 31/12/2025				Notionnel au 31/12/2024	Juste valeur	
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Total	31/12/2025	31/12/2024
Achats de CAP	6	25	11	42	258	4	5
Ventes de FLOOR	-	-	-	-	200	-	-
Opérations sur taux d'intérêts	**6**	**25**	**11**	**42**	**458**	**4**	**5**
Payeur fixe/receveur variable	1 554	8 104	5 675	15 333	14 872	1 694	1 274
Payeur variable/receveur fixe	2 835	7 166	26 702	36 703	34 127	(1 597)	(1 388)
Payeur variable/receveur variable	213	3 421	6 589	10 223	10 584	309	201
Payeur fixe/receveur fixe	2 453	5 132	5 808	13 393	11 912	814	397
Swaps de taux	**7 055**	**23 823**	**44 774**	**75 652**	**71 495**	**1 220**	**484**
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE TAUX	**7 061**	**23 848**	**44 785**	**75 694**	**71 953**	**1 224**	**489**
Achats d'options	-	-	-	-	-	34	29
Swaps de taux	185	921	14 160	15 266	10 744	261	(158)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE TAUX	**185**	**921**	**14 160**	**15 266**	**10 744**	**295**	**(129)**

La juste valeur des *cross currency swaps* taux/change ne prend en compte que l'effet taux.

Le notionnel des *cross currency swaps* est intégré d'une part, dans cette note et d'autre part, dans la note sur les dérivés de couverture de change (voir note 17.5).

17.5.3 Instruments dérivés de change

Le Groupe est exposé au risque de fluctuation des parités de change, en raison de la diversification de ses activités, de ses contrats de fournitures de biens et services en devises et de son implantation géographique. Ces fluctuations peuvent ainsi avoir un impact sur les écarts de conversion comptabilisés en capitaux propres, les postes de bilan, les charges financières, les capitaux propres et les résultats du Groupe.

Les éléments couverts sont de plusieurs natures :

- dettes libellées en devises étrangères, pour lesquelles des *cross currency swaps* sont utilisés dans des couvertures de flux de trésorerie ;
- actifs financiers souscrits en devises étrangères ;
- achats de matières premières et de combustibles, pour lesquels le Groupe couvre le risque de change associé ;
- situations nettes des filiales en monnaie étrangère.

Les dérivés de change entrant dans le cadre d'une relation de couverture ou qualifiés de transaction se répartissent comme présenté dans les tableaux suivants. À noter que le notionnel des *cross currency swaps*, figurant dans cette note, est également repris dans la note sur les dérivés de couverture de taux (voir note 17.5).

	Notionnel à recevoir au 31/12/2025				Notionnel à livrer au 31/12/2025				Juste valeur
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	31/12/2025
Change à terme	1 908	474	-	2 382	1 924	467	-	2 391	(19)
Swaps	26 177	14 897	18 500	59 574	26 326	15 703	19 012	61 041	(1 754)
Options	1	-	-	1	1	-	-	1	-
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE DE CHANGE	**28 086**	**15 371**	**18 500**	**61 957**	**28 251**	**16 170**	**19 012**	**63 433**	**(1 773)**
Change à terme	2 534	1 682	83	4 299	2 588	1 684	79	4 351	(60)
Swaps	13 849	5 085	7 343	26 277	13 832	5 019	7 883	26 734	(258)
Options	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dérivés incorporés de change	178	77	-	255	136	57	-	193	21
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTION DE CHANGE	**16 561**	**6 844**	**7 426**	**30 831**	**16 556**	**6 760**	**7 962**	**31 278**	**(297)**

17.5.4 Instruments dérivés liés aux matières premières

Le Groupe est exposé aux variations de prix de marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, produits pétroliers) et du marché des certificats d'émission de CO_2, qui peuvent affecter significativement ses états financiers.

Ainsi, le Groupe couvre ses prévisions d'achats et de ventes d'électricité et de gaz par des contrats *futures*, *forwards*, *options* et *swaps* au travers essentiellement de couverture de flux de trésorerie.

Dérivés de couverture liés aux matières premières

		31/12/2025					31/12/2024	
		Notionnels nets					Notionnels nets	Juste valeur
(en millions d'euros)	Unités de mesure	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total	Juste valeur		
Électricité	Térawattheures	(72)	(45)	-	(117)	1 444	(34)	(499)
Gaz	Millions de therms	909	335	-	1 244	(260)	1 286	309
Produits pétroliers	Milliers de barils	1 768	266	-	2 034	(29)	2 422	(30)
CO_2	Milliers de tonnes	1 351	(34)	-	1 317	35	3 286	14
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE COUVERTURE LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES						**1 190**		**(206)**

Dérivés de transaction liés aux matières premières

(en millions d'euros)	Unités de mesure	31/12/2025 Notionnels nets	31/12/2025 Juste valeur	31/12/2024 Notionnels nets	31/12/2024 Juste valeur
Électricité	Térawattheures	(62)	322	(50)	267
Gaz	Millions de therms	5 445	(27)	(2 886)	376
Produits pétroliers	Milliers de barils	(10 878)	(37)	(6 666)	4
CO_2	Milliers de tonnes	(4 248)	3	(3 985)	8
Charbon et autres	Millions de tonnes	-	20	-	(59)
INSTRUMENTS DÉRIVÉS DE TRANSACTIONS LIÉS AUX MATIÈRES PREMIÈRES			**281**		**596**

17.5.5 Impact des dérivés de couverture sur l'état du résultat global

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

(en millions d'euros)	2025 En capitaux propres	2025 Recyclées en résultat	2025 Transférées en résultat Inefficacité	2024 En capitaux propres	2024 Recyclées en résultat	2024 Transférées en résultat Inefficacité
Couverture de taux [1]	(169)	-	(6)	117	-	(2)
Couverture de change	336	(81)	(1)	254	605	(5)
Couverture d'investissement net à l'étranger	833	-	-	(666)	-	-
Couverture de matières premières	4 494	1 329	(9)	1 462	(1 051)	(76)
INSTRUMENTS FINANCIERS DE COUVERTURE	**5 494**	**1 248**	**(16)**	**1 167**	**(446)**	**(83)**

(1) Incluent (206) millions d'euros de variations de juste valeur des coûts de couverture relatives à l'écart de base entre monnaies (+133 millions d'euros en 2024).

17.5.6 Compensation d'actifs et de passifs financiers

Principes et méthodes comptables

Un actif financier et un passif financier doivent être compensés et faire apparaître un solde net si l'entité a actuellement un droit juridiquement exécutoire de compenser les montants comptabilisés et a l'intention, soit de régler le montant net, soit de réaliser l'actif et de régler le passif simultanément.

Au 31 décembre 2025

(en millions d'euros)	Solde au bilan	Solde sans compensation	Solde avec compensation selon IAS 32 : Montant brut comptabilisé (avant compensation)	Solde avec compensation selon IAS 32 : Montant brut comptabilisé compensé selon IAS 32	Solde avec compensation selon IAS 32 : Montant net comptabilisé compensé selon IAS 32	Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32 : Montant des instruments financiers	Montants faisant l'objet d'un accord de compensation global mais non compensés selon IAS 32 : Juste valeur des collatéraux financiers	Montant net
Juste valeur des dérivés - Actif	8 112	396	11 489	(3 773)	7 716	(1 751)	(1 042)	4 923
Juste valeur des dérivés - Passif	(7 186)	(299)	(10 660)	3 773	(6 887)	1 751	1 160	(3 976)

17.6 Juste valeur des instruments financiers

Principes et méthodes comptables

Les instruments financiers sont évalués à leur juste valeur, qui correspond au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale constatée sur le marché principal ou le plus avantageux, à la date d'évaluation. Les méthodes de valorisation des actifs et passifs financiers retenues par niveau sont les suivantes :

- niveau 1 (cours cotés non ajustés) : cours auxquels l'entité peut avoir accès à la date d'évaluation, sur des marchés actifs, pour des actifs ou des passifs identiques ;
- niveau 2 (données observables) : données concernant l'actif ou le passif autres que les cours de marché inclus dans les données d'entrée de niveau 1, qui sont observables directement (tel qu'un prix) ou indirectement (c'est-à-dire déduites de prix observables) ;
- niveau 3 (données non observables) : données non observables sur un marché, y compris les données observables faisant l'objet d'ajustements significatifs.

Les titres de dettes ou de capitaux propres en niveau 3 correspondent principalement à des titres non consolidés comptabilisés à la valeur historique et des titres de sociétés d'investissement dans des actifs immobiliers ou d'infrastructures valorisés à la juste valeur.

Au 31 décembre 2025, la répartition par niveau des actifs et passifs financiers au bilan est la suivante :

(en millions d'euros)	Valeur au bilan	Juste valeur	Niveau 1 Cours cotés non ajustés	Niveau 2 Données observables	Niveau 3 Données non observables
Titres de capitaux propres	2 831	2 831	22	441	2 368
Titres de dettes	59 303	59 303	8 570	50 533	200
Dérivés de couverture	5 337	5 337	39	5 295	3
Dérivés de transaction	2 775	2 775	197	2 301	277
Équivalents de trésorerie	1 137	1 137	-	1 137	-
Actifs financiers à la juste valeur	**71 383**	**71 383**	**8 828**	**59 707**	**2 848**
Créances à recevoir du NLF	14 419	14 419	-	14 419	-
Autres prêts et créances financières	4 523	4 523	-	4 523	-
Actifs financiers au coût amorti	**18 942**	**18 942**	**-**	**18 942**	**-**
Dérivés de couverture	4 691	4 691	27	4 662	2
Dérivés de transaction	2 496	2 496	141	1 966	389
Passifs financiers à la juste valeur	**7 187**	**7 187**	**168**	**6 628**	**391**
Emprunts et dettes financières	84 238	81 950	-	81 950	-
Passifs financiers au coût amorti	**84 238**	**81 950**	**-**	**81 950**	**-**

Note 18 *Indicateurs financiers*

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

18.1 Résultat net courant

Le résultat net courant s'établit à 9 601 millions d'euros à fin décembre 2025, en baisse de 5 632 millions d'euros par rapport à 2024.

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

		2025				2024
(en millions d'euros)	Notes	Brut	Impôts	Part des minoritaires	Résultat net part du Groupe	Résultat net part du Groupe
Résultat net		**-**	**-**	**-**	**8 367**	**11 406**
Variations de juste valeur des titres de dettes et capitaux propres		**(1 945)**	**604**	**6**	**(1 335)**	**(2 289)**
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés énergie et matières premières hors activités de *trading*		**611**	**(154)**	**1**	**458**	**(314)**
Pertes de valeur		**4 332**	**(875)**	**(474)**	**2 983**	**2 766**
dont pertes de valeur sur les goodwill, les immobilisations incorporelles et corporelles [1]	*9.7*	*4 165*	*(866)*	*(474)*	*2 825*	*1 320*
dont dépréciations et provisions au titre des participations dans les entreprises associées et coentreprises [2]	*11*	*167*	*(9)*	*-*	*158*	*1 446*
Autres produits et charges d'exploitation	**6**	**(1 075)**	**227**	**(24)**	**(872)**	**3 664**
RÉSULTAT NET COURANT					**9 601**	**15 233**

(1) Comprend, au 31 décembre 2025, des pertes de valeur sur les actifs liés au projet Hinkley Point C au Royaume-Uni pour (3 552) millions d'euros et sur le secteur EDF power solutions pour (359) millions d'euros (voir. note 9.7). En 2024, cela comprenait essentiellement la dépréciation des actifs liés à Hinkley Point C pour (1 116) millions d'euros et la dépréciation des actifs liés à NUWARD pour (228) millions d'euros.

(2) Comprend au 31 décembre 2025, 52 millions sur les actifs dédiés. Au 31 décembre 2024, cela comprenait 934 millions d'euros au titre du projet AtlanticShores Offshore Wind, 248 millions d'euros pour le projet Neart na Gaoithe (NnG) au Royaume-Uni et 118 millions d'euros sur les actifs dédiés.

18.2 Endettement financier net

L'endettement financier net du Groupe s'élève à 51 496 millions d'euros à fin décembre 2025 (54 346 millions d'euros à fin décembre 2024).

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides et des créances financières. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de taux de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité. Les créances financières venant en réduction de l'endettement financier net correspondent aux appels de marge sur dérivés de couverture de la dette. Ce changement de présentation n'a pas d'impact sur l'endettement financier net.

L'endettement financier se décompose comme suit :

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Emprunts et dettes financières [1]	17.3.2	84 238	81 802
Dérivés de couvertures des dettes et appels de marge payés [2]	17.5.1	(415)	(1 872)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.2	(7 641)	(7 597)
Titres de dettes et de capitaux propres - Actifs liquides	17.1.2	(24 700)	(17 999)
Dérivés de couverture des actifs liquides	17.5.1	14	12
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**51 496**	**54 346**

(1) Comprend un montant d'appels de marge reçus sur dérivés de couverture des dettes de 1 094 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 639 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Incluant au 31 décembre 2025 (902) millions d'euros d'appels de marge payés sur dérivés de couverture des dettes comptabilisés en « Prêts et créances financières » ((151) millions d'euros au 31 décembre 2024 comptabilisés en « Trésorerie et équivalents de trésorerie », non retraités dans l'information comparative).

Note 19 *Enjeux de durabilité dans les états financiers*

Introduction et contexte

La raison d'être d'EDF **« Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants »** repose sur trois objectifs clés qui, déployés ensemble, visent à s'assurer que l'action du Groupe dans le cadre de la transition énergétique puisse s'effectuer de manière juste et inclusive.

Les comptes du Groupe intègrent les enjeux en matière de durabilité, à différents niveaux, qui sont synthétisés ci-après. Cette prise en compte se réalise dans la mise en œuvre de sa stratégie d'investissement et de désinvestissement, la mise en place de financements durables, la réalisation de dépenses spécifiquement engagées pour répondre aux enjeux environnementaux et sociaux, notamment dans le cadre des dispositifs réglementaires applicables, ou la mobilisation des salariés et des dirigeants du Groupe aux enjeux de durabilité ainsi qu'au travers des modalités d'évaluation des actifs et passifs du Groupe.

Thèmes	Notes	Contenu
Mécanismes réglementaires liés aux quotas de CO_2, CEE, CER - voir note 19.1	Note 5.5.2 « Autres produits et charges » Note 9.2 « Autres actifs incorporels » Note 12.2 « Stocks » Note 16.2 « Autres provisions »	Les enjeux climatiques et environnementaux sont appréhendés dans le cadre des dispositifs réglementaires liés aux certificats d'émission de gaz à effet de serre, aux certificats d'énergie renouvelables et aux certificats d'économie d'énergie mis en place dans différents pays. Ces dispositifs impactent les comptes du Groupe à plusieurs niveaux : au compte de résultat et au bilan.
Provisions nucléaires et provisions pour risques et charges intégrant des enjeux environnementaux - voir note 19.2.1	Note 14 « Provisions liées à la production nucléaire et actifs dédiés » Note 16.2 « Autres provisions » Note 20 « Passifs et actifs éventuels »	Elles concernent les provisions liées : • à la production nucléaire comprenant les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), provisions pour déconstruction des centrales et provisions pour derniers cœurs ; • aux dispositifs environnementaux ; • à des litiges environnementaux.
Évaluation des actifs - voir note 19.2.2	Note 9.7 « Pertes de valeur / reprises »	Les enjeux climatiques sont appréhendés dans les tests de dépréciation au travers notamment des scénarios à long terme retenus pour les prix d'électricité dans les différents pays qui s'inscrivent dans les trajectoires des objectifs européens de décarbonation.
Financement durable - voir note 19.3	Note 17.3.2 « Variations des emprunts et dettes financières » Note 13.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée » Note 17.4 « Risques financiers, marchés énergie et de contrepartie »	Le Groupe émet plusieurs financements indexés ou visant des projets RSE : green bonds, social bonds ainsi que des lignes de crédit indexées sur des critères ESG.
Investissements bas carbone et dépenses en faveur des enjeux de durabilité - voir notes 19.4, 19.5, 19.6 et 19.7	Note 9.2 « Autres actifs incorporels »	Le Groupe consacre une part très importante des investissements à la production bas carbone et du budget de recherche et développement à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques, et réalise d'autres dépenses en faveur de l'environnement ou de l'adaptation de ses installations aux changements climatiques. Les principes et méthodes comptables applicables aux frais de recherche et développement sont détaillés dans la note 9.2.

19.1 Dépenses réglementaires

Au titre des différents mécanismes règlementaires, le groupe EDF est soumis au système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, aux certificats d'énergies renouvelables (certificats verts) et aux certificats d'économie d'énergie (CEE).

Concernant les certificats CO_2 et les certificats verts, les acquisitions de certificats sont comptabilisées en immobilisations incorporelles et une provision réévaluée chaque année est constituée pour couvrir les obligations futures de restitution à l'État.

Concernant les CEE, les dépenses sont comptabilisées en « Autres produits et charges opérationnels ». À la date d'arrêté des comptes :

- une provision est comptabilisée si le volume des CEE réalisés délivrés est inférieur à l'obligation cumulée ;
- un stock est comptabilisé si les dépenses excèdent l'obligation cumulée.

Certificats CO_2

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application du dispositif européen sont : EDF, Edison, Dalkia, PEI et Luminus.

Au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 11 millions de tonnes (11 millions de tonnes pour l'année 2024).

Les émissions réelles de gaz s'élèvent à 361 millions d'euros au 31 décembre 2025 (309 millions d'euros au 31 décembre 2024) comptabilisées en provision.

Le Groupe a restitué en 2025, 11 millions de tonnes au titre des émissions du dispositif EU-ETS réalisées en 2024 (13 millions de tonnes restituées en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

Certificats verts

Au sein du groupe EDF, les entités concernées par l'application de ce mécanisme sont : EDF, EDF Energy, Edison, Luminus, Électricité de Strasbourg et PEI.

Au 31 décembre 2025, une provision de 1 337 millions d'euros (1 392 millions d'euros en 2024) a été comptabilisée essentiellement par EDF Energy (Royaume-Uni) et Luminus (Belgique) au titre de leurs obligations de restitution de certificats d'énergie renouvelable à cette date. Pour rappel, une grande partie de ces obligations est couverte par les certificats acquis et comptabilisés en immobilisations incorporelles (voir note 9.2).

Certificats d'économie d'énergie

Le Groupe est engagé dans toutes ses filiales dans un processus de maîtrise de la consommation d'énergie au travers de différentes mesures législatives, sous l'égide de directives communautaires ou réglementations nationales.

Pour satisfaire cette obligation, le groupe EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et les achats de certificats d'économie d'énergie à des acteurs éligibles.

19.2 Évaluation des actifs et passifs

19.2.1 Provisions liées à des enjeux environnementaux

Les provisions liées à des enjeux environnementaux concernent principalement celles liées à la production nucléaire, qui comprennent les provisions pour aval du cycle (gestion des combustibles usés et gestion à long terme des déchets radioactifs), les provisions pour déconstruction des centrales et les provisions pour derniers cœurs. Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à chaque pays, et d'autre part, des technologies et scénarios industriels. Ces provisions sont détaillées en note 14.

Elles concernent également les provisions liées aux dispositifs environnementaux qui incluent les provisions pour certificats d'émission de gaz à effet de serre, pour certificats d'énergie renouvelables et pour certificats d'économie d'énergie (CEE) détaillés en note 19.1.

Il existe, par ailleurs, des passifs éventuels relatifs à des litiges environnementaux détaillés en note 20.3. Ils font notamment suite à la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont (site de Bussi) à Solvay et la cession des sites industriels d'Enimont à ENI en 1989.

19.2.2 Évaluation des actifs

Les enjeux climatiques sont pris en compte dans l'évaluation des actifs à long terme du Groupe au travers des tests de dépréciation. Comme indiqué en note 9.7, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable (éolien terrestre, maritime et solaire) et des apports hydrauliques pour tous les pays européens, les abattements environnementaux sont pris en considération pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent une prise en compte de l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est réalisée de manière à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur ces grandeurs physiques (températures, nébulosité et vitesses de vent) et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2060. Les hypothèses retenues prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tel que l'Accord de Paris à la maille mondiale, le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France. Les scénarios retenus intègrent ainsi en particulier des prix du CO_2 élevés permettant de décarboner la production électrique en Europe et plus globalement de l'économie avec une électrification des usages.

Ainsi les tests de pertes de valeur à fin décembre 2025 intègrent les prix du CO_2 à 135 €$_{2024}$/t pour 2030, 175 €$_{2024}$/t pour 2040, 220 €$_{2024}$/t pour 2050.

Le Groupe contrôle et opère des actifs de production d'électricité d'origine thermique (gaz, fioul) principalement en France et en Italie, dans une moindre mesure au Brésil ou encore en Belgique. La valeur nette comptable des actifs concernés est de 4,7 milliards d'euros au 31 décembre 2025 (4,9 milliards d'euros au 31 décembre 2024) dont 2,6 milliards d'euros en France et 1,3 milliard d'euros en Italie (2,8 milliards d'euros en France et 1,4 milliard d'euros en Italie au 31 décembre 2024). La durée d'exploitation de ces actifs tient compte des engagements actuels du Groupe en matière de réduction des émissions et de réglementations locales.

En **France continentale**, la production d'électricité générée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques (CCGT, TAC), d'une valeur nette comptable de 1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,5 milliard d'euros au 31 décembre 2024) a représenté en 2025 environ 0,77 % de sa production totale d'électricité. Ces moyens de production fonctionnant en semi-base et pointe sont sollicités de façon variable tout au long de l'année, et permettent en situation d'équilibre offre-demande tendue de jouer un rôle significatif vis-à-vis de la sécurité du système, ce qui avait été notamment le cas lors de l'hiver 2022.

En France, dans les **territoires insulaires**, la production électrique est principalement assurée aujourd'hui par un parc thermique fonctionnant au fioul d'une valeur nette comptable de 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2024), et dans une moindre mesure par de l'hydraulique et d'autres renouvelables. EDF a annoncé le 4 octobre 2023 la décarbonation d'ici 2033 de la production d'électricité de l'ensemble des territoires insulaires dont il a la charge, en convertissant les centrales thermiques présentes sur ces territoires à la production d'électricité à partir de bioliquide, au lieu de sources d'énergies fossiles (la centrale de Port Est, la Réunion, a été convertie à la biomasse liquide le 4 décembre 2023).

En **Belgique,** Luminus dispose d'un parc thermique composé de plusieurs centrales (cycles combinés et cycles ouverts). La nouvelle centrale CCGT à Seraing, sélectionnée dans le cadre du CRM (Capacity Remuneration Mecanism) de type Turbine-Gaz-Vapeur (TGV) et d'une puissance totale d'environ 870 MW est en construction depuis l'automne 2022 et sa mise en service est prévue pour le second semestre 2026.

En **Italie**, le parc thermique d'Edison est constitué de 9 Cycles Combinés Gaz (CCG) en service. En cohérence avec le « Plan national pour l'énergie et le climat » qui soutient le développement de la production électrique à partir de gaz et son intégration avec la production renouvelable, Edison a mis en service en 2023 le premier CCG de nouvelle génération sur le site de la centrale de Marghera Levante (780 MW) et la centrale Greenfield de 760 MW de Presenzano, utilisant la même technologie, et à impact environnemental plus modéré (émissions de carbone inférieures de 40 % à la moyenne nationale et réduction de 70 % des émissions d'oxyde d'azote). La valeur nette comptable des centrales s'élève à 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2025 (1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2024), ces deux usines en représentent environ 67 % et leur durée d'exploitation prévue est de 25 ans. Les autres centrales CCG ont une durée d'exploitation qui se termine avant 2037.

19.3 Financement durable

Depuis plusieurs années, EDF est très actif dans le financement durable :

- le Groupe émet des financements verts depuis 2013 dans le cadre de son *Green Financing Framework* (émission d'obligations, prêts bancaires, *Commercial Paper*) ;
- le *Social Bond Framework* vise des investissements auprès de PME qui contribuent au développement ou à la maintenance des actifs de production et de distribution en Europe ;
- EDF dispose de lignes de crédit indexées sur les performances du Groupe en matière de durabilité.

En 2025, EDF a émis plusieurs green bonds pour le financement du nucléaire, des projets renouvelables et de l'hydraulique pour un montant de 4 932 millions d'euros (dont une émission obligataire hybride pour un montant de 1 250 millions d'euros), ainsi que des NeuMTN pour un montant maximum de 240 millions d'euros (voir note 17.3).

Au 31 décembre 2025, les lignes de crédit renouvelables indexées sur des critères de durabilité non tirées (y compris les crédits syndiqués) représentent 12,3 milliards d'euros, soit 79 % des lignes de crédit non tirées du groupe EDF (voir note 17.4).

19.4 Investissements bas carbone

En 2025, le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 25,2 milliards d'euros (26,4 milliards d'euros en 2024) composé pour 24,8 milliards d'euros d'investissements incorporels et corporels bruts (24,8 milliards d'euros en 2024, note 9.6) et pour 0,4 milliard d'investissements financiers bruts (1,6 milliard d'euros en 2024).

En 2025, près de 94 % des investissements du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone soit un montant de 23,6 milliards d'euros répartis pour les objectifs climatiques à 59 % dans le secteur nucléaire, 25 % dans les activités de réseaux, 11 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydrauliques) et 4 % dans les services énergétiques y compris les activités de stockage. Ces investissements regroupent les augmentations brutes d'immobilisations corporelles, incorporelles et les droits d'utilisation (location IFRS 16), y compris ceux provenant des regroupements d'entreprises (entrée de périmètre d'une filiale) des comptes consolidés. Ils n'incluent donc pas les effets des sorties de périmètre, les investissements financiers réalisés par le Groupe dans les sociétés mises en équivalence, ni les investissements réalisés par ces entités et sont retraités des subventions d'investissement.

Par ailleurs, en 2025, 63 % des investissements du Groupe sont alignés avec la Taxonomie verte européenne (59 % en 2024) soit un montant de 15,8 milliards d'euros, incluant notamment 26 % d'investissements dans le nucléaire dans l'Union européenne, 24 % dans les activités de réseaux, 13 % dans les installations de production d'énergies renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, stockage, ...). Il est à noter que ces indicateurs n'incluent pas les activités suivantes, non éligibles selon la taxonomie mais considérées comme bas carbone par le Groupe : les activités nucléaires hors Union européenne (activités nucléaires d'EDF au Royaume-Uni) et les activités connexes à l'activité de production nucléaire telles que les activités de conception, de construction et de fourniture d'équipements pour les centrales nucléaires de Framatome et d'Arabelle Solutions. L'alignement des investissements du Groupe pour l'ensemble de nos activités sans ces restrictions s'élèverait à 92 %.

19.5 Dépenses en faveur des enjeux de durabilité

Principes et méthodes comptables

Les dépenses liées à l'environnement sont les dépenses identifiables effectuées en vue de prévenir, réduire ou réparer les dommages que le Groupe a occasionnés ou pourrait occasionner à l'environnement, du fait de ses activités. Ces dépenses sont comptabilisées de la manière suivante :

- dépenses capitalisées dès lors qu'elles sont effectuées en vue de prévenir ou de réduire des dommages futurs ou de préserver des ressources (ouvrages pour faciliter le passage des poissons migrateurs, installations de traitements des effluents ...) ;
- passifs environnementaux et dotations aux provisions pour risques environnementaux dès lors que l'obligation existe à la clôture de l'exercice et qu'il est probable ou certain à la date d'établissement des comptes qu'elle provoquera une sortie de ressources ;
- en charges de l'exercice pour les dépenses de fonctionnement des structures en charge de l'environnement, la surveillance de l'environnement, les redevances et taxes environnementales, le traitement des effluents liquides et gazeux et des déchets non radioactifs, les études et recherches non liées à un investissement.

En 2025, 14 milliards des dépenses du Groupe sont réalisés dans des technologies bas carbone répartis à 47 % dans le secteur nucléaire, 32 % dans les activités de réseaux, 16 % dans les renouvelables (solaire, éolien, hydraulique) et 5 % dans les services énergétiques. 97 % de ces dépenses sont consacrées à l'atténuation du changement climatique soit 13,7 milliards d'euros. Les natures de ces dépenses correspondent aux « Achats de combustible et d'énergie », aux « autres consommations externes » et aux « Charges de personnel » (nets de production stockée et immobilisée).

Pour cette même année, les dépenses du groupe EDF en R&D s'élèvent à 806 millions d'euros. Elles se composent de la R&D d'EDF SA pour 550 millions d'euros ainsi que de la R&D conduite par certaines filiales en propre principalement Framatome, Arabelle Solutions, EDF Energy et Edison.

En France, l'intégralité des dépenses d'exploitation d'EDF R&D sont dédiées à la décarbonation et à la transition des systèmes énergétiques.

Ces dépenses portent notamment sur la recherche de l'efficacité énergétique, les usages de l'électricité en substitution à des énergies fossiles, les énergies renouvelables et leur insertion dans le système électrique, la production et le stockage de l'énergie, l'hydrogène décarboné et ses applications pour décarboner l'économie, et d'autres problématiques environnementales telles que la biodiversité, la qualité de l'eau ou encore la réduction des nuisances.

Certaines activités de recherche telles que celles liées au stockage de l'électricité, l'amélioration du diagnostic de performance électrique et l'amélioration de la sûreté des centrales nucléaires, bénéficient de subventions notamment de la part de l'Union européenne.

Par ailleurs, d'autres dépenses sont engagées en faveur de la durabilité notamment celles en lien avec la biodiversité et l'adaptation du parc nucléaire en France. EDF adapte également son parc nucléaire au changement climatique à travers le projet ADAPT. Ce plan vise notamment à renforcer la résilience des installations, à réduire leur impact environnemental et développer des solutions innovantes. Cette démarche s'accompagne d'un renforcement des compétences en R&D et en ingénierie dans des domaines tels que la climatologie ou l'hydrogéologie.

19.6 EDF, un investisseur responsable

EDF promeut l'innovation pour contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone, au travers d'investissements dans des start-up et dans des fonds de capital-risque dédiés à l'innovation (programme EDF Pulse Ventures), ainsi que sur le développement de projets d'intrapreneuriat (programme EDF Pulse Incubation).

La raison d'être du Groupe se traduit également dans sa politique de gestion de son portefeuille d'actifs dédiés destiné au financement des charges nucléaires de long terme en France (42,5 milliards d'euros en valeur de réalisation au 31 décembre 2025), encadrée par la charte d'investisseur responsable mise en place en 2020 et revue début 2026. Des analyses de scénarios climatiques sont intégrées aux études de rendement et de risque des actifs dédiés. Ils visent à évaluer le risque de sous-couverture des provisions nucléaires en cas de scénario de stress climatique susceptible d'affecter la valeur des actifs de couverture en fonction des horizons de temps. Des projections des émissions carbone du portefeuille dans les différents scénarios climatiques étudiés sont également réalisées. Elles visent à comparer l'allocation stratégique à des allocations alternatives en termes d'émissions carbone à long terme.

En ce qui concerne EDF Gestion, l'intensité carbone des actions cotées est proche de leur benchmark et celle des obligations d'entreprises cotées est inférieure à leur benchmark grâce à la gestion active du portefeuille.

En ce qui concerne les actifs dédiés non cotés, EDF Invest s'engage à ce que ses décisions d'investissement et de gestion des participations intègrent au mieux les enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG).

En outre, la captive d'assurance Wagram du Groupe a adhéré en 2024 au programme d'assurance durable des nations unies PSI (Principles for Sustainable Insurance).

19.7 Mobilisation des dirigeants et des salariés du Groupe aux enjeux de durabilité

Rémunérations des dirigeants liées à des objectifs de durabilité

En cohérence avec la volonté d'EDF de promouvoir une performance intégrée fondée à la fois sur la finance et sur la RSE, la rémunération variable annuelle des cadres dirigeants du Groupe intègre également des critères financiers et des critères extra-financiers qui peuvent représenter jusqu'à 21 %. Ils se composent de critères liés au climat et de critères sociaux.

La rémunération à long terme (plan de 3 ans) de certains dirigeants du Groupe est également fondée, au-delà des critères financiers, sur des critères extra-financiers. Ils représentent actuellement 30 % de cette rémunération variable long terme.

Électrification de la flotte de véhicules

EDF s'engage à convertir son parc de véhicules légers à l'électrique à 100 % à l'horizon 2030 (hors véhicules d'intervention d'urgence suite à évènement climatique majeur). À fin 2025, sa flotte de véhicules légers, actuellement de plus de 48 000 véhicules au niveau mondial (principalement en Europe), est déjà électrique à 42,4 % (plus de 20 500 véhicules électriques, soit 3 350 véhicules électriques de plus qu'à fin 2024).

Par ailleurs, pour l'exercice 2025, le taux de roulage de la flotte de véhicules électriques représente 9,6 % des critères d'intéressement d'Enedis. Dans le cadre du dernier accord d'intéressement d'EDF SA, mis en œuvre depuis l'exercice 2024, le taux d'utilisation électrique de la flotte de véhicules légers d'EDF SA représente 7,5 % des critères d'intéressement.

Note 20 *Passifs et actifs éventuels*

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2025 sont les suivants :

20.1 Contrôles fiscaux

EDF

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées, mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre. Cette décision n'a eu aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance. La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision, pourvoi qui a fait l'objet d'une décision de non-admission le 24 novembre 2025 mettant fin définitivement au litige sans impact sur les comptes de l'entreprise. Par ailleurs, le Ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie de la décision favorable à la Société pour lequel, par un arrêt du 2 juillet 2025, le Conseil d'État rejette le pourvoi du Ministre et valide définitivement pour cet autre passif nucléaire de long terme les décisions antérieures qui ont toujours été favorables à la Société. Consécutivement à cette décision du Conseil d'État, une reprise de provision à hauteur 115 millions d'euros a été constatée au 30 juin 2025.

EDF Holding (ex EDF International) [1]

Les contrôles fiscaux d'EDF Holding sur les exercices 2009 à 2014 se sont traduits par la remise en cause de la valorisation des obligations convertibles en actions mises en place dans le cadre du refinancement de l'acquisition de British Energy pour un enjeu total d'environ 310 millions d'euros. EDF Holding a contesté ce chef de redressements.

Par des jugements du 2 juillet 2019 pour la période 2009-2013 et du 30 janvier 2020 pour 2014, le Tribunal administratif de Montreuil a confirmé ces redressements. EDF Holding a donc liquidé l'impôt en exécution de ces décisions contre lesquelles elle a également fait appel. Par un arrêt du 25 janvier 2022, la Cour administrative d'appel de Versailles a fait droit aux arguments de la Société et a annulé les décisions de première instance invalidant ainsi les redressements notifiés. La Société s'est vu restituer début 2022 la totalité des montants antérieurement liquidés. Par un arrêt du 16 novembre 2022, le Conseil d'État a cassé l'arrêt de la Cour administrative d'appel favorable à la Société et a renvoyé l'affaire devant cette même Cour pour y être rejugée. En application de cette décision, l'entreprise a restitué la totalité des montants précédemment encaissés.

Le 28 novembre 2023, la Cour administrative d'appel de renvoi a rejeté les nouveaux arguments de la Société qui a formé fin janvier 2024 un pourvoi devant le Conseil d'État à l'encontre de cette décision.

Par un arrêt du 17 décembre 2025, le Conseil d'État rejette ce second pourvoi de l'entreprise mettant ainsi fin définitivement au litige.

20.2 Contentieux ARENH – Force majeure

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

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

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

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

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 million d'euros à Ekwateur d'autre part. Le 11 juillet 2025, la Cour d'appel de Paris a infirmé les jugements rendus par le Tribunal de commerce de Paris le 30 novembre 2021. Considérant que les conditions contractuelles de la force majeure n'étaient pas réunies et qu'EDF n'avait pas commis de faute, la Cour a débouté TotalEnergies et Ekwateur de leurs demandes de dommages et intérêts. Elle a également condamné TotalEnergies à payer à EDF 21,5 millions euros de dommages et intérêts au titre de la suspension fautive de l'accord-cadre. Respectivement les 8 et 14 octobre 2025, TotalEnergies et Ekwateur ont formé un pourvoi en cassation.

20.3 Edison

Accord environnemental avec ENI

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

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

À fin 2025, une mise à jour des estimations de coûts 2025 et futurs a été réalisée amenant à une dotation complémentaire de la provision de 170 millions d'euros. Ce travail de révision des coûts estimés continuera à être effectué à chaque clôture de façon à assurer la cohérence entre le niveau de provisionnement, les estimations de coûts de remédiations environnementales et les dépenses de remédiations environnementales effectivement engagées à ce titre au cours de la période.

(1) EDF International est renommée EDF Holding depuis le 1er janvier 2026.

Mantoue - Procédure pénale

Le ministère public de Mantoue a engagé des procédures pénales à l'encontre de certains dirigeants exécutifs travaillant ou ayant travaillé pour Edison depuis 2015 et de certains représentants légaux d'Edison, sur le fondement du « décret législatif » 231 de 2001 et en raison de prétendues infractions environnementales qui seraient intervenues dans certaines zones de l'usine pétrochimique de Mantoue (les ordonnances de la province de Mantoue ont été confirmées par l'arrêt du Conseil d'État d'avril 2020 et sont décrites ci-dessous). La procédure pénale est en cours et le jugement devrait intervenir en 2026.

L'usine pétrochimique de Mantoue - dont Edison (en tant que successeur de Montedison) n'est ni propriétaire ni gestionnaire depuis 1990 - a fait l'objet d'un programme complexe et de grande ampleur d'activités d'assainissement et de restauration de l'environnement qui a porté sur tous les domaines sur lesquels le ministère public a engagé une procédure. Le groupe ENI a initié la réalisation de ce programme. Depuis le transfert en juin dernier à Edison des projets d'assainissement à la suite de l'arrêt du Conseil d'État susmentionné, Edison réalise un grand nombre de ces derniers.

Mantoue - Procédure environnementale

Au cours des dernières années, la province de Mantoue a notifié à Edison huit ordonnances de remise en état relatives à des terrains ainsi qu'à l'ensemble du site pétrochimique de Mantoue vendus par Montedison au groupe ENI en 1990, et ce, en dépit de deux accords de règlement signés par ENI et le ministère de l'Environnement portant sur ces questions environnementales.

Edison a interjeté appel de toutes ces ordonnances devant le Tribunal administratif régional de Lombardie, section de Brescia mais a été débouté en août 2018. Edison s'est ensuite pourvue devant le Conseil d'État italien qui a rejeté le recours d'Edison dans un arrêt du 1er avril 2020 confirmant les décisions de première instance. Edison a introduit un recours devant la CEDH contre cette décision, et la procédure est en cours. Comme indiqué ci-dessus, Edison a déjà entamé des activités de remédiation sur le site, prenant le relais des opérateurs précédents en procédant notamment à une série d'appels d'offres.

Vente d'Ausimont (site de Bussi)

À la suite de la cession en 2002 par Edison de la société Ausimont SpA à Solvay Solexis SpA, plusieurs procédures civiles et administratives ont été engagées et sont désormais closes à l'exception de la procédure administrative avec la province de Pescara et de la procédure civile du ministère de l'Environnement. À ce titre, Edison participe, en coordination avec les autorités publiques compétentes, à diverses initiatives de restauration et de remédiation environnementales concernant de nombreuses zones du site de Bussi. Edison a ainsi procédé en 2025 à une actualisation de ses provisions opérationnelles afin de couvrir les interventions à hauteur d'environ 172 millions d'euros.

Une procédure administrative est encore en cours : la province de Pescara a communiqué, le 28 février 2018, à la société Solvay Speciality Polymers Italy SpA (anciennement Solvay Solexis SpA) et à Edison SpA le lancement d'une procédure pour la détermination du responsable de la pollution des terrains se situant à l'extérieur du complexe industriel appartenant à la société Ausimont SpA et objet de la vente. Puis, la Province a également ordonné à Edison SpA, considérée comme responsable de la pollution, le retrait des déchets présents sur ces terrains. Edison a fait appel tout d'abord devant le Tribunal administratif régional de Pescara puis devant le Conseil d'État italien. Après le rejet en avril 2020 du recours formé par Edison devant le Conseil d'État, Edison considérant cette décision comme inéquitable et illégale a requis son annulation devant la Cour de cassation, le Conseil d'État et la Cour européenne des droits de l'Homme (CEDH). La procédure devant le Conseil d'État et celle devant la Cour de cassation ont été rejetées, celle devant la CEDH se poursuit. Edison a commencé des travaux de sécurisation du site en accord avec les pouvoirs publics.

Une procédure civile est encore en cours : le 8 avril 2019, le ministère de l'Environnement, la Région Abruzzes et la Présidence du Conseil des Ministres ont engagé une action civile à l'encontre d'Edison en dommages-intérêts pour des faits de pollution environnementale. En décembre 2024 un rapport de l'expertise technique judiciaire a été reçu et Edison a déposé en retour ses contre-arguments auprès du Tribunal. Les délais pour la conclusion de cette procédure ne sont pas connus et la procédure est en cours. Sur la base d'estimations mises à jour, en prenant en compte les derniers éléments portés à sa connaissance, Edison a décidé d'augmenter la provision existante au titre des travaux de sécurisation déjà engagés de 100 millions d'euros à fin 2025. La procédure est en cours et le calendrier n'est pas connu.

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

Enfin, concernant la procédure d'arbitrage lancée en 2012 par les sociétés Solvay SA et Solvay Specialty Polymers Italy SpA (l'acquéreur de la société Ausimont) pour violation des garanties contractuelles en matière environnementale relatives aux sites de Bussi et de Spinetta Marengo :

- fin juin 2021, dans le cadre d'une première phase arbitrale, le Tribunal arbitral faisant largement droit aux demandes de Solvay Specialty Polymers Italy en relation avec les garanties environnementales consenties par Montedison dans le cadre du contrat de vente de la société Ausimont, signé en 2001, a condamné Edison à verser une indemnisation d'un montant de 91 millions d'euros pour la période allant de mai 2002 (date de clôture) à décembre 2016. Edison a contesté la sentence devant le Tribunal fédéral suisse (rejet en janvier 2022) puis devant la Cour d'appel de Milan (rejet le 24 janvier 2023). Edison a formé un pourvoi en cassation. Le 28 juillet 2025, la Cour de cassation a rejeté ce pourvoi ;
- le 20 janvier 2025, dans une deuxième phase arbitrale, le Tribunal arbitral a condamné Edison à indemniser Solvay Specialty Polymers Italy d'environ 90 millions d'euros supplémentaires pour la période après janvier 2017. Edison a renoncé à faire appel contre cette décision. L'arbitrage a pris fin à la suite du versement par Edison de ce montant à Solvay.

20.4 Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

20.5 Contribution des rentes infra-marginales en Belgique

En Belgique, la contribution des rentes infra-marginales applicable du 1er août 2022 au 30 juin 2023 fait actuellement l'objet d'un recours judiciaire fondé notamment sur des motifs d'inconstitutionnalité et d'inconventionnalité. Cette contribution a été mise en place dans le cadre du Mécanisme européen de Captation des rentes infra-marginales de la production d'électricité (CRI) adopté le 6 octobre 2022 par l'Union européenne. Ce recours est actuellement examiné par les instances européennes.

20.6 Contentieux E-Pango

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

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

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

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023. Le 27 novembre 2025, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours d'E-Pango, confirmant l'incompétence de l'ADLC. E-Pango s'est pourvu en cassation.

Concernant la procédure au fond devant le Tribunal de commerce de Paris, à la demande d'EDF (ainsi que d'Enedis et RTE), le juge avait ordonné le sursis à statuer dans l'attente d'une décision définitive quant à la compétence de l'ADLC. Le sursis est donc toujours en cours et ne sera levé qu'à l'issue de la procédure devant la Cour de cassation.

20.7 Contentieux indemnitaire ENGIE

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

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

20.8 Contrats de consultants - Enquête pénale

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

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

Par jugement rendu le 30 septembre 2024, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus. Le Ministère public a interjeté appel du jugement de relaxe. L'affaire pourrait à nouveau être examinée par la Cour d'appel de Paris courant 2026 ou 2027.

20.9 EDF Belgium - Tihange 1

Le 13 décembre 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord sur la prolongation de Doel 4 et Tihange 3, incluant un forfait pour les coûts du traitement des déchets nucléaires pour l'ensemble des centrales nucléaires en Belgique. Cet accord a été retranscrit dans la loi du 26 avril 2024 (loi Phoenix).

Le niveau de la contribution d'EDF Belgium, copropriétaire de Tihange 1, aux montants forfaitaires au titre de sa participation dans cette centrale fait l'objet d'un différend avec l'exploitant Electrabel, filiale d'ENGIE.

20.10 Litiges en matière sociale

EDF et ses filiales sont parties à un certain nombre de litiges en matière sociale. Le Groupe estime qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF en France, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière du Groupe.

Par ailleurs, EDF et ses filiales en France font régulièrement l'objet de contrôles et vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF.

20.11 Arbitrage Venture Global

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

Venture Global n'ayant pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et ayant choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme, Edison a engagé un arbitrage en mai 2023 contre la société américaine. La demande d'indemnisation s'élève à environ 1 500 millions de dollars. L'audience devant le Tribunal arbitral s'est tenue en octobre 2024 et la décision est attendue au premier semestre 2026. Il est à noter que les livraisons de GNL n'ont commencé qu'à partir du deuxième trimestre 2025.

20.12 Litiges relatifs à des défauts constatés sur certains compteurs

Enedis a assigné la société ITRON le 30 juillet 2024 devant le Tribunal de Commerce de Nanterre en raison de défauts qu'elle a constatés en 2022 sur certains compteurs (PME-PMI) de ses clients.

Note 21 *Engagements hors bilan*

Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

21.1 Engagements donnés

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

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation	21.1.1	71 516	70 464
Engagements donnés liés aux opérations d'investissement	21.1.2	18 453	17 984
Engagements donnés liés aux opérations de financement	21.1.3	6 322	6 004
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS		**96 291**	**94 452**

21.1.1 Engagements donnés liés aux opérations d'exploitation

	31/12/2025					31/12/2024
		Échéances				
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Achats d'électricité et services associés	27 331	3 535	7 853	6 454	9 489	30 548
Achats d'autres énergies et de matières premières [1]	1 091	726	267	98	-	413
Achats de combustible nucléaire	15 528	2 108	6 348	4 416	2 656	14 934
Engagements d'achats de combustible et d'énergie	**43 950**	**6 369**	**14 468**	**10 968**	**12 145**	**45 895**
Garanties données liées aux activités opérationnelles	16 433	4 406	4 478	3 766	3 783	14 773
Engagements sur achats d'exploitation	10 606	4 967	4 292	760	587	9 307
Autres engagements donnés liés à l'exploitation	198	72	109	15	2	142
Engagements donnés liés à l'exécution de contrats d'exploitation [2]	**27 237**	**9 445**	**8 879**	**4 541**	**4 372**	**24 222**
Engagements de location en tant que preneur	**329**	**45**	**214**	**36**	**34**	**347**
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'EXPLOITATION	**71 516**	**15 859**	**23 561**	**15 545**	**16 551**	**70 464**

(1) Hors achats de gaz et services associés (voir note 21.1.1.3).

(2) Y compris les engagements relatifs aux coentreprises pour un montant de 2 087 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 697 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

Le Groupe a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation des contrats à long terme d'achats d'électricité, de gaz, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées, qui peuvent atteindre 25 ans.

Le Groupe a également passé, avec un certain nombre de producteurs d'électricité, des contrats d'achats à long terme, en participant au financement de centrales de production.

Les engagements d'**achats d'électricité** au 31 décembre 2025 proviennent principalement d'EDF Energy et d'EDF. Pour EDF, ils sont notamment portés par les Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), qui se sont engagés à acheter de l'électricité issue de producteurs tiers.

L'évolution sur l'année est due principalement à un effet change négatif et à une diminution des volumes d'engagements d'achats chez EDF Energy.

D'autre part, en complément des obligations valorisées ci-dessus et aux termes de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.). Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 52 TWh pour l'exercice 2025 (48 TWh pour 2024), dont 4 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2024), 21 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2024), 19 TWh au titre du photovoltaïque (15 Wh pour 2024) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2024).

Les engagements d'**achats d'autres énergies et matières premières** concernent essentiellement des achats de combustible biomasse, utilisées par Dalkia dans le cadre de ses activités, ainsi que des engagements d'EDF Trading liés à des contrats de stockage et de transport de gaz aux États-Unis.

Les engagements d'**achats de combustible nucléaire** proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins du groupe EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

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

Dans le cadre de son activité, le Groupe met en place des garanties généralement par l'intermédiaire de banques destinées à la bonne exécution des contrats.

Au 31 décembre 2025, les **garanties données liées aux activités opérationnelles** concernent principalement les garanties données par EDF (5 301 millions d'euros), EDF power solutions (4 049 millions d'euros) dans le cadre de ses projets de développement, Edison (2 074 millions d'euros), EDF Energy (1 929 millions d'euros) et Framatome (1 381 millions d'euros).

Leur évolution s'explique essentiellement par une nouvelle garantie donnée par EDF Energy à Sizewell C, dans le cadre d'un contrat de vente de chaudière par Framatome, et par de nouvelles garanties maison-mère octroyées aux clients d'Arabelle Solutions, partiellement compensées par une diminution des garanties données par EDF power solutions.

21.1.1.3 Contrats d'achat de gaz et contrats de services associés à l'activité gaz

Les engagements d'achats de gaz sont recensés mais non valorisés. Ils sont principalement portés par Edison et EDF. Au 31 décembre 2025, ils représentent les volumes suivants :

	31/12/2025				31/12/2024
		Échéances			
(en milliards de mètres cubes)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Edison	119	10	41	68	101
EDF	65	3	22	40	51

Contrats d'achat de gaz

Edison a conclu des contrats d'importation de gaz naturel en provenance de Libye, d'Algérie, d'Azerbaïdjan et du Qatar, pour un volume maximal de 11,9 milliards de mètres cubes par an et avec des durées résiduelles entre 2 et 19 ans selon les contrats.

En 2025, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

Edison a conclu en 2017 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis (1 million de tonnes par an, soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel, pendant 20 ans) dont la livraison était prévue à partir de 2023. Suite à l'absence de livraisons de GNL, Edison a initié une procédure d'arbitrage à l'encontre de Venture Global auprès de la Cour d'arbitrage international de Londres (LCIA) (voir note 20.10). Edison a reçu sa première livraison au titre de ce contrat en mai 2025.

Edison a conclu en 2025 un contrat avec Shell pour l'achat d'environ 0,7 million de tonnes par an de GNL en provenance des États-Unis, soit environ 1 milliard de mètres cubes par an, à partir de 2028 et pour une durée maximale de 15 ans.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètre cube par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 16.2).

EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison devrait démarrer à partir de 2026 selon les estimations du fournisseur.

Certains de ces contrats contiennent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles l'acheteur s'engage à payer annuellement des volumes minimaux de gaz, qu'il en prenne livraison ou non.

Contrats de services associés à l'activité gaz

Edison, dans le cadre du contrat avec Terminale GNL Adriatico, bénéficie d'environ 80 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2034.

EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. En 2025, EDF a réduit à environ 45 % ses capacités de regazéification dans ce terminal pour la période 2028 à 2036. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux est comptabilisée (voir note 16.2).

21.1.2 Engagements donnés liés aux opérations d'investissement

	31/12/2025				31/12/2024
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels	16 397	10 100	5 950	347	16 865
Engagements sur acquisition d'actifs financiers	1 085	99	936	50	908
Autres engagements donnés liés aux investissements	971	60	337	574	211
TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT (1)	**18 453**	**10 259**	**7 223**	**971**	**17 984**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 91 millions d'euros au 31 décembre 2025 (163 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1.2.1 Engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels

Les engagements sur acquisition d'actifs corporels et incorporels concernent principalement EDF SA pour 5,2 milliards d'euros (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et, pour un montant limité, au projet EPR2), EDF Energy à hauteur de 4,1 milliards d'euros (principalement engagements liés à HPC) et Enedis pour 4,5 milliards d'euros.

S'agissant d'EPR2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

Leur diminution sur l'année 2025 est principalement liée à l'avancement des projets chez EDF power solutions et l'évolution des travaux de construction des centrales de Larivot et Ricanto chez PEI.

21.1.2.2 Engagements sur acquisition d'actifs financiers

Certains engagements relatifs aux titres de participations sont non valorisables. Ils concernent principalement la Belgique. Luminus a signé le 26 octobre 2015 un avenant à la convention d'actionnaires, qui prévoit une clause de liquidité pour la participation de ses actionnaires minoritaires, pouvant se traduire sous certaines conditions à la main d'EDF, soit par une cession de leurs titres via une introduction en Bourse, soit par un rachat de leurs titres par le Groupe sur base d'une valeur de marché. Cette clause de liquidité est valable à tout moment du 1er juillet 2018 au 31 décembre 2025. Les actionnaires de Luminus ont décidé de proroger la convention d'actionnaires jusqu'au 30 septembre 2026, à l'exception de la clause de liquidité qui a pris fin le 31 décembre 2025.

Concernant la participation dans EDF Investissements Groupe (EIG), la société EDF Holding (ex EDF International, filiale à 100 % d'EDF) dispose d'une promesse unilatérale de vente des titres EIG détenus par NBI (Natixis Belgique Investissement, filiale du groupe Natixis) à prix fixe et exerçable à tout moment jusqu'en août 2031. De son côté, NBI bénéficie d'une option de vente à EDF prenant la forme d'un *put* à règlement en espèces, pour la totalité de ses titres EIG, à prix fixe et exerçable sous certaines conditions entre mai 2029 et août 2031.

Du fait de leurs caractéristiques et conformément à la norme IAS 32, l'option de vente de NBI et la promesse unilatérale de vente d'EDF Holding sont considérées comme des instruments dérivés dont la valeur nette est présentée en juste valeur positive ou négative des dérivés de transaction. Au 31 décembre 2025, la juste valeur de ce dérivé de transaction comptabilisée dans le bilan consolidé du Groupe est limitée.

21.1.2.3 Autres engagements donnés liés aux investissements

L'augmentation des autres engagements donnés liés aux investissements provient notamment de l'engagement d'apport dans Sizewell C donné par EDF Energy suite au *closing* financier (*cf.* communiqué de presse du Groupe du 4 novembre 2025), partiellement compensée par l'achèvement en octobre 2025 de la garantie sur les prêts de BNDES à Sinop, qui était auparavant portée par EDF Norte Fluminense.

21.1.3 Engagements donnés liés aux opérations de financement

	31/12/2025				31/12/2024
		Échéances			
(en millions d'euros)	Total	< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	Total
Sûretés sur les actifs en garantie de dettes financières	3 773	1 146	583	2 044	3 656
Garanties financières données	1 358	26	521	811	1 195
Autres engagements donnés liés au financement	1 191	921	253	17	1 153
ENGAGEMENTS DONNÉS LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT (1)	**6 322**	**2 093**	**1 357**	**2 872**	**6 004**

(1) Y compris les engagements des entités contrôlées donnés aux coentreprises pour un montant de 1 918 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 540 millions d'euros au 31 décembre 2024). Ces engagements donnés aux coentreprises concernent EDF power solutions et EDF Trading.

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

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

21.2 Engagements reçus

		31/12/2025					31/12/2024
			Échéances				
(en millions d'euros)	Notes	Total	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	Total
Engagements de location simple en tant que bailleur		158	34	68	38	18	104
Engagements sur ventes d'exploitation		18 095	3 607	7 503	4 392	2 593	11 885
Garanties reçues liées aux activités opérationnelles		2 728	405	520	498	1 305	1 791
Autres engagements reçus liés aux opérations d'exploitation		190	86	92	12	-	61
Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation	**22.2.1**	**21 171**	**4 132**	**8 183**	**4 940**	**3 916**	**13 841**
Engagements reçus liés aux opérations d'investissement		**316**	**136**	**53**	**127**	**-**	**532**
Engagements reçus liés aux opérations de financement (1)	**22.2.2**	**3 456**	**1 722**	**1 730**	**4**	**-**	**15**
TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS		**24 943**	**5 990**	**9 966**	**5 071**	**3 916**	**14 388**

(1) Hors engagements relatifs aux lignes de crédit détaillées en note 17.4.

21.2.1 Engagements reçus liés aux opérations d'exploitation

Les **engagements reçus sur ventes d'exploitation** sont hors livraison d'énergie. Ils concernent principalement les commandes fermes dans le cadre des contrats à l'avancement chez Framatome pour 11,7 milliards d'euros (contrats de construction et d'ingénierie) et de contrats de livraison d'équipements pour des centrales nucléaires chez Arabelle Solutions pour 4,1 milliards d'euros. Ils intègrent notamment des engagements reçus par Framatome, Arabelle Solutions, EDF SA et Edvance dans le cadre du projet Sizewell C pour un total de 7,9 milliards d'euros, à la suite de l'entrée en vigueur des contrats signés (voir note 11.3).

Dans le cadre du projet Sizewell C, Bpifrance Assurance Export a accordé une garantie au titre d'un prêt de 5 milliards de livres sterling octroyé par un pool de banques à Sizewell C pour financer les contrats commerciaux conclus avec certaines entités du groupe EDF (EDF, Edvance, Framatome, Arabelle Solutions). Dans ce contexte, chaque entité concernée a signé au profit de Bpifrance Assurance Export une lettre d'engagement constituant une contre-garantie des engagements de Bpifrance Assurance Export. Celle-ci ne pourrait être actionnée qu'en cas de défaut de remboursement de Sizewell C et ce dans un nombre limité de cas très spécifiques dont la probabilité d'occurrence est jugée très faible. En cas d'exercice, les montants appelés seraient déterminés conformément aux dispositions des lettres d'engagement et ne sont pas chiffrables à ce jour. En conséquence, aucun montant n'a été inclus dans les engagements hors bilan au titre de cette garantie.

Par ailleurs, dans le cadre de son activité normale, le groupe EDF a conclu des **contrats à long terme de vente d'électricité,** dont principalement :

- des contrats avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- contrats de partenariat d'une durée entre 10 et 15 ans consistant à faire bénéficier des acteurs électro-intensifs d'une quote-part de la puissance du parc nucléaire historique, dans une logique de partenariat « at cost at risk » (contrats d'allocation de production nucléaire ou CAPN). La puissance souscrite en date du 31 décembre 2025 s'élève à environ 1 GW.

Les **garanties reçues** liées aux activités opérationnelles concernent principalement Framatome dans le cadre de contrats de fourniture et d'assistance technique pour des centrales nucléaires et EDF et Arabelle Solutions avec des garanties reçues de la part de clients pour leurs obligations contractuelles.

21.2.2 Engagements reçus liés aux opérations financement

Les engagements reçus liés aux opérations de financement intègrent l'option pour émettre deux tranches d'émissions obligataires en 2026 et 2027 pour un montant global de 3 milliards de livres sterling (3,4 milliards d'euros) dans le cadre de l'accord signé le 20 juin 2025 par EDF et Apollo (voir note 17.3.2).

Note 22 *Parties liées*

Les parties liées comprennent l'État français, les sociétés détenues majoritairement par l'État et certaines de leurs filiales, et les sociétés sur lesquelles le groupe EDF exerce un contrôle conjoint ou une influence notable, ainsi que les membres des instances de direction et d'administration du Groupe.

Les transactions avec les parties liées s'analysent comme suit :

	Entreprises associées et coentreprises		Activités conjointes		État ou participations de l'État [1]		Total Groupe	
(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2024
Chiffre d'affaires	887	913	-	-	3 170	3 058	4 057	3 971
Achats d'énergie	4 616	4 038	1	2	3 914	3 547	8 531	7 587
Achats externes	11	4	7	7	289	202	307	213
Actifs financiers	283	355	-	-	-	-	283	355
Autres actifs	585	724	-	-	454	659	1 039	1 383
Passifs financiers	30	-	-	-	-	1	30	1
Autres passifs non financiers	1 031	1 001	1	1	682	851	1 714	1 853

(1) Ne comprend pas les dettes fiscales et sociales ni la dette CSPE.

22.1 Relations avec l'État et les sociétés de participations de l'État

22.1.1 Relations avec l'État

L'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2025 et a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF signé le 24 octobre 2005 a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de Service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée.

22.1.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations du groupe EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano et portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage du combustible usé, voir note 14.1.1.1).

22.2 Rémunération des organes d'administration et de direction

Les principaux dirigeants du Groupe sont : le Président-Directeur Général, les membres du Comité exécutif (pour la totalité de l'exercice ou, le cas échéant, à compter de leur date de nomination au Comité exécutif si celle-ci est intervenue sur l'exercice), et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit.

La rémunération attribuée à ses dirigeants par EDF et les sociétés qu'elle contrôle s'élève à 15,6 millions d'euros en 2025 (17,1 millions d'euros en 2024). Cette rémunération recouvre les avantages court terme (salaires, part variable, intéressement et avantages en nature), les avantages postérieurs à l'emploi liés au statut des IEG pour les dirigeants qui en bénéficient, ainsi que les charges patronales correspondantes et les jetons de présence le cas échéant.

Les dirigeants ne bénéficient d'aucun régime spécifique de retraite, n'ont reçu aucune prime d'arrivée et ne bénéficient pas de primes de départ autres que celles qui pourraient être éventuellement prévues dans le cadre de négociations contractuelles.

Note 23 *Événements postérieurs à la clôture*

Le 5 février 2026, dans le cadre de la gestion des actifs dédiés du Groupe, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. Cette entité est mise en équivalence dans les comptes du Groupe au 31 décembre 2025. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

Note 24 *Principales sociétés du périmètre de consolidation*

	Pays	Méthode de consolidation	2025	2024
France - Activités de production et commercialisation				
Électricité de France - Société mère	France	IG	100,00	100,00
Agregio solutions	France	IG	100,00	100,00
Autres holdings (EDF Invest)	France	IG	100,00	100,00
Cyclife	France	IG	100,00	100,00
EDF Pulse Holding	France	IG	100,00	100,00
EDF Solutions Solaires (ex EDF ENR)	France	IG	100,00	100,00
Edvance	France	IG	96,10	96,10
Energy2Market (E2M)	France	IG	100,00	100,00
Group Support Services (G2S)	France	IG	100,00	100,00
Hynamics	France	IG	100,00	100,00
Immo C47 (EDF Invest)	France	IG	51,00	51,00
IZI Confort	France	IG	100,00	100,00
IZI Solutions Durables (ex IZI Solutions)	France	IG	100,00	100,00
IZIVIA	France	IG	100,00	100,00
NUWARD	France	IG	100,00	100,00
92 France (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Aéroports Côte d'Azur (EDF Invest)	France	MEE	19,40	19,40
Catalina Solar (EDF Invest)	États-Unis	MEE	-	50,00
Central Sicaf (EDF Invest)	Italie	MEE	24,50	24,50
Clariane & Partenaires Immobilier 1 & 2 (EDF Invest)	France	MEE	24,50	24,50
CTE (EDF Invest)	France	MEE	50,10	50,10
Domofinance	France	MEE	45,00	45,00
Ecowest (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Elisandra IV (Holding Madrileña Red de Gas) (EDF Invest)	Espagne	MEE	20,00	20,00
Encore + Bergère (EDF Invest)	France	MEE	49,00	49,00
Energy Assets Group (EDF Invest) [1]	Royaume-Uni	MEE	40,00	40,00
Fallago Rig (EDF Invest)	Royaume-Uni	MEE	20,00	20,00
Fenland Wind Farm (EDF Invest)	Royaume-Uni	MEE	20,00	20,00
Fjord1 (EDF Invest)	Norvège	MEE	40,05	40,05
Glacier's Edge (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Holding d'Infrastructures Numériques (EDF Invest)	France	MEE	33,33	33,33
Issy Shift (EDF Invest)	France	MEE	33,33	33,33
Memphis (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Nicolas Riou (EDF Invest)	Canada	MEE	50,00	50,00
Nordic Logistic (EDF Invest)	Suède	MEE	50,00	50,00
Optimus Tower Holding (EDF Invest)	Autriche	MEE	40,10	40,10
Orange Concessions (EDF Invest)	France	MEE	16,67	16,67
Parcolog Invest (EDF Invest)	France	MEE	50,00	50,00
Red Pine (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Switch (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00
Valentine Solar (EDF Invest)	États-Unis	MEE	50,00	50,00

	Pays	Méthode de consolidation	2025	2024
France - Activités régulées				
EDF Production Electrique Insulaire (EDF PEI)	France	IG	100,00	100,00
Électricité de Strasbourg	France	IG	88,64	88,64
Enedis	France	IG	100,00	100,00
Industrie et Services				
Arabelle Solutions	France	IG	100,00	100,00
Framatome	France	IG	80,50	80,50
Royaume-Uni				
EDF Energy Holdings Limited (EDF Energy)	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
EDF Energy UK Ltd.	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
Italie				
Edison SpA (Edison)	Italie	IG	97,17	97,17
Transalpina di Energia SpA (TdE SpA)	Italie	IG	100,00	100,00
EDF power solutions				
EDF Andes Spa	Chili	IG	100,00	100,00
EDF Belgium SA	Belgique	IG	100,00	100,00
EDF Brasil Holding	Brésil	IG	100,00	100,00
EDF Inc.	États-Unis	IG	100,00	100,00
EDF Norte Fluminense SA	Brésil	IG	100,00	100,00
EDF power solutions	France	IG	100,00	100,00
Luminus SA	Belgique	IG	68,63	68,63
Generadora Metropolitana (GM)	Chili	MEE	50,00	50,00
Nachtigal Hydro Power Company	Cameroun	MEE	40,00	40,00
Dalkia				
Dalkia	France	IG	99,94	99,94
Autres				
Citégestion	France	IG	100,00	100,00
EDF (China) Holding Ltd.	Chine	IG	100,00	100,00
EDF Développement Environnement SA [2]	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF Gas Deutschland GmbH	Allemagne	IG	100,00	100,00
EDF Holding SAS [2]	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF Immo [2]	France	n.a.	n.a.	100,00
EDF International SAS [2]	France	IG	100,00	100,00
EDF Investissements Groupe SA	Belgique	IG	86,22	86,22
EDF Trading Ltd.	Royaume-Uni	IG	100,00	100,00
Lingbao	Chine	IG	65,00	65,00
Mekong Energy Company Ltd. (MECO)	Vietnam	IG	-	56,25
Océane Re	Luxembourg	IG	99,98	99,98
Société C3 [2]	France	n.a.	n.a.	100,00
Wagram Insurance Company DAC	Irlande	IG	100,00	100,00
Datang Sanmenxia Power Generation Co, Ltd.	Chine	MEE	35,00	35,00
Jiangxi Datang International Fuzhou Power Generation Company Ltd.	Chine	MEE	49,00	49,00
Nam Theun 2 Power Company (NTPC) (EDF Invest)	Laos	MEE	40,00	40,00
Shandong Zhonghua Power Company, Ltd.	Chine	MEE	-	19,60
Taishan Nuclear Power Joint-Venture Company Ltd. (TNPJVC)	Chine	MEE	30,00	30,00

IG : Intégration globale.

MEE : Mise en équivalence.

n.a. : non applicable.

(1) Le 5 février 2026, EDF Invest et ses partenaires ont annoncé la conclusion d'un accord pour céder 100 % d'Energy Assets Group (EAG) à Macquarie Asset Management. La finalisation de la transaction est prévue pour le second semestre 2026 sous réserve des approbations réglementaires usuelles.

(2) Les holdings EDF Développement Environnement SA, EDF Holding SAS, EDF Immo ainsi que la Société C3 ont été fusionnées dans EDF International SAS le 31 décembre 2025. La société EDF International est renommée EDF Holding au 1er janvier 2026.

Note 25 *Honoraires des Commissaires aux comptes*

Le tableau ci-dessous présente les honoraires au titre des travaux menés par les Commissaires aux comptes et leur réseau, au cours de l'exercice 2025 :

	Réseau PWC		Réseau KPMG	
(en milliers d'euros)	Montant (hors taxes)	%	Montant (hors taxes)	%
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	2 822	18,1	2 595	10,4
Entités contrôlées [1]	9 229	59,4	18 984	76,1
Sous-total	**12 051**	**77,5**	**21 579**	**86,5**
Certification des informations en matière de durabilité [2]				
EDF	1 000	6,4	1 000	4,0
Entités contrôlées [2]	-	-	310	1,2
Sous-total	**1 000**	**6,4**	**1 310**	**5,2**
Services autres que la certification des comptes (SACC) [3]				
EDF	1 011	6,5	1 315	5,3
Entités contrôlées [1]	1 493	9,6	758	3,0
Sous-total	**2 504**	**16,1**	**2 073**	**8,3**
TOTAL	**15 555**	**100,0**	**24 962**	**100,0**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe depuis l'exercice clos au 31 décembre 2024.
Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (iv) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

Rappel des informations relatives à l'exercice 2024

(en milliers d'euros)	Réseau PWC Montant (hors taxes)	Réseau PWC %	Réseau KPMG Montant (hors taxes)	Réseau KPMG %
Audit - Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés				
EDF	3 399	15,4	2 553	10,2
Entités contrôlées [1]	10 907	49,3	15 757	63,1
Sous-total	**14 306**	**64,7**	**18 310**	**73,3**
Certification des informations en matière de durabilité [2]				
EDF	1 000	4,5	1 000	4,0
Entités contrôlées [2]	-	-	336	1,4
Sous-total	**1 000**	**4,5**	**1 336**	**5,4**
Services autres que la certification des comptes (SACC) [3] et la certification des informations en matière de durabilité				
EDF	1 604	7,3	4 471	17,9
Entités contrôlées [1]	5 206	23,5	860	3,4
Sous-total	**6 810**	**30,8**	**5 331**	**21,3**
TOTAL	**22 116**	**100,0**	**24 977**	**100,0**

(1) Les entités contrôlées prises en compte sont les filiales intégrées globalement ainsi que les entités contrôlées conjointement dès lors que les honoraires sont comptabilisés dans le compte de résultat consolidé.

(2) La réglementation CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive) a été transposée en droit français en décembre 2023 et est applicable pour le Groupe à compter de l'exercice clos le 31 décembre 2024.
Les entités contrôlées correspondent à Edison et Électricité de Strasbourg qui émettent leur propre rapport de durabilité.

(3) Les prestations fournies couvrent les Services Autres que la Certification des Comptes (SACC) requis par les textes légaux et réglementaires ainsi que les SACC fournis à la demande du Groupe. Elles correspondent principalement à (i) l'émission d'attestations portant sur des informations comptables et financières (ii) l'émission de lettres de confort dans le cadre d'opérations de financement du Groupe (iii) des prestations rendues lors d'acquisitions ou cessions d'entités (iv) la réalisation de services fiscaux autorisés par la législation locale, ainsi que (v) des services d'apport d'expertise dans la revue de processus opérationnels et l'implémentation de systèmes d'information sans lien avec la production de l'information comptable et financière.

6.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

(Exercice clos le 31 décembre 2025)

A l'assemblée générale

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société Électricité de France S.A. (« EDF », « la Société » ou « le Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2025, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des Risques et de l'Audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie «Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2025 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Justification des appréciations – Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation des provisions liées à la production nucléaire en France - aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs - et des actifs dédiés

(Notes 1.2.4.2, et 14, de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 54 344 millions d'euros, dont 31 557 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 787 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire et industriel rappelé dans les notes 1.2.4.2 et 14.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétés dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (note 14.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 42 468 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 39 736 millions d'euros) au 31 décembre 2025.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- De la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- Des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation des actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés ;

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- Des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maitrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;
- Des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 14.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note 14.1.2.4 de l'annexe aux comptes consolidés avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 14.1.1.5 de l'annexe aux comptes consolidés).

Évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation

(Notes 1.2.4.1, 1.2.4.4, 9 et 19.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, les goodwill et actifs incorporels et corporels (hors immobilisations de concessions) sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable de respectivement 6 972 millions d'euros et de 125 118 millions d'euros, représentant des montants significatifs dans les comptes consolidés du Groupe.

Les notes 1.2.4.4 et 9.7 de l'annexe aux comptes consolidés décrivent les méthodologies retenues pour déterminer s'il existe des indices montrant qu'un actif a pu perdre de la valeur et les modalités de mise en œuvre des tests de dépréciation. La note 19.2.2 de l'annexe aux comptes consolidés décrit également la manière dont les enjeux climatiques sont pris en compte dans les tests de dépréciation. Les tests et la détermination des valeurs recouvrables sont réalisés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou groupes d'UGT. Ils sont réalisés chaque année pour les UGT ou groupes d'UGT comprenant des actifs incorporels à durée de vie indéterminée ou des goodwill. La valeur recouvrable correspond généralement, pour ces UGT ou groupes d'UGT, à la valeur d'utilité déterminée à partir d'une projection de flux de trésorerie futurs actualisés. Ces tests ont donné lieu, comme indiqué dans la note 9.7 de l'annexe aux comptes consolidés, à la comptabilisation d'une dépréciation totale de 4 165 millions d'euros en 2025, dont 3 552 millions d'euros au titre de l'actif nucléaire en cours de construction de Hinkley Point C (HPC).

Nous avons considéré que l'évaluation des goodwill et actifs incorporels et corporels des activités de production et de commercialisation en France et au Royaume-Uni constitue un point clé de l'audit compte tenu :

- De leur importance au regard du bilan consolidé du Groupe. Ils sont inscrits au bilan pour une valeur nette comptable respectivement de 3 546 millions d'euros et 96 213 millions d'euros ;
- De la sensibilité des évaluations retenues aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles notamment en termes d'évolution des politiques de décarbonation et d'efficacité énergétique et des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction ;
- Des estimations et jugements que ces évaluations induisent de la part de la Direction.

Réponses apportées

Nos travaux ont notamment consisté à :

- Examiner la détermination des UGT ou groupes d'UGT au niveau desquels les tests de dépréciation des goodwill et actifs incorporels et corporels sont réalisés ;
- Corroborer l'existence des indicateurs de perte de valeur ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration des estimations et hypothèses faites par la Direction dans le cadre des tests de dépréciation et apprécier le caractère approprié du modèle de valorisation avec l'aide de nos spécialistes internes en valorisation ;
- Vérifier, pour les UGT testées, que les projections de flux de trésorerie futurs actualisés correspondent à celles préparées aux bornes des actifs compris dans ces UGT et qu'elles sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme du Groupe pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par le Groupe, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs ;
- Examiner, par entretiens avec la Direction, les différentes hypothèses sous-jacentes (croissance économique, prix des matières premières et du CO2, demande en électricité, capacités de production et d'interconnections et évolutions du mix énergétique) sur lesquelles se fondent les hypothèses de prix à moyen et long terme, en les corroborant avec les études externes réalisées par des experts de l'énergie et en en vérifiant la cohérence avec les objectifs européens en matière de décarbonation ;
- S'agissant de l'actif nucléaire en cours de construction HPC, examiner le nouveau calendrier du projet et le coût de construction mis à jour. Nous avons notamment i) conduit des entretiens avec la direction du programme et la Direction du Groupe afin d'apprécier la gouvernance et le processus mis en œuvre, ii) vérifié les hypothèses de coûts en les comparant avec les données externes disponibles et les contrats signés et iii) examiné les éléments d'analyse et de documentation relatifs aux risques projets et programme ;
- Vérifier, avec l'aide de nos spécialistes internes, les modalités de détermination des hypothèses de taux d'actualisation, basées sur le coût moyen pondéré du capital par zone géographique et par activité et, en particulier, la cohérence des taux sans risque et des primes de risque retenues par la Direction avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
- Comparer la valeur des actifs testés avec les données issues de la comptabilité ;
- Contrôler l'exactitude arithmétique des tests de dépréciation.

Enfin, nous nous sommes assurés que les notes 1.2.4.4, et 9.7 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée, en particulier en termes d'hypothèses retenues pour la réalisation des tests de dépréciation et d'analyses de sensibilité.

Evaluation et comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France

(Notes 1.2.4.8 et 8 de l'annexe aux comptes consolidés)

Point clé de l'audit

Des impôts différés actifs sur déficits reportables sont comptabilisés à hauteur de 4 973 millions d'euros au 31 décembre 2025. Ils intègrent un montant de 3 419 millions d'euros reconnu sur la perte du groupe d'intégration fiscale France au titre de 2022.

Comme indiqué dans la note 8 de l'annexe aux comptes consolidés, le Groupe calcule les impôts différés au niveau de chaque entité fiscale ou groupe fiscal et comptabilise des actifs d'impôts différés en date d'arrêté dès lors qu'il est jugé probable que l'entité fiscale ou le groupe fiscal concerné disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels des différences temporelles et des pertes fiscales reportables pourront s'imputer, selon un horizon prévisible. Au 31 décembre 2025, cet horizon est de 10 ans pour le groupe d'intégration fiscale France selon la politique du Groupe de reconnaissance des impôts différés actifs.

Nous avons considéré l'évaluation et la comptabilisation des actifs d'impôts différés associés aux pertes fiscales reportables en France comme un point clé de l'audit, compte tenu de leur caractère significatif à la clôture de l'exercice, de l'importance des hypothèses utilisées pour apprécier leur caractère recouvrable et le bienfondé de leur comptabilisation, notamment au regard des bénéfices futurs imposables, et du jugement exercé par la Direction à cet égard.

Réponses apportées

Nos travaux ont consisté principalement, en incluant des spécialistes en fiscalité dans notre équipe d'audit, à :

- Étudier la documentation permettant à la Direction d'estimer la probabilité que le Groupe puisse utiliser dans un horizon de 10 ans ses pertes fiscales reportables générées à ce jour, notamment au regard de la capacité du groupe d'intégration fiscale France à dégager des bénéfices taxables futurs ;
- Prendre connaissance du processus d'élaboration du budget 2026 établi par la Direction et approuvé par le Conseil d'Administration et du plan à moyen terme 2027-2028 établi par la Direction et présenté au Conseil d'Administration, ainsi que des hypothèses sous-tendant la trajectoire financière interne au Groupe ;
- Apprécier la pertinence des modalités d'extrapolation des résultats fiscaux au-delà de l'exercice 2028 ;
- Comparer les projections de résultats des exercices antérieurs avec les résultats réels des exercices concernés, afin d'apprécier la fiabilité du processus d'élaboration des projections de résultats fiscaux ;
- Prendre connaissance du retournement des principales différences temporelles sur l'horizon des projections ;
- Apprécier le caractère approprié des informations données au titre de ces impôts différés actifs dans la note 8 de l'annexe aux comptes consolidés.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du conseil d'administration.

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

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général. S'agissant de comptes consolidés, nos diligences comprennent la vérification de la conformité du balisage de ces comptes au format défini par le règlement précité.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes consolidés destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes consolidés qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la Société Electricité de France S.A. par l'assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2025, le cabinet KPMG SA était dans la 21ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 3ème année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité des Risques et de l'Audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit.

En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité des Risques et de l'Audit

Nous remettons au Comité des Risques et de l'Audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité des Risques et de l'Audit figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité des Risques et de l'Audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité des Risques et de l'Audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 19 février 2026

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit		KPMG SA	
Séverine SCHEER	Cédric HAASER	Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU

6.3 Comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025

N.B. : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart d'arrondi au niveau des totaux ou des variations.

NOTE 1 Référentiel comptable et jugements de la Direction 474
1.1 Référentiel comptable 474
1.2 Jugements et estimations de la Direction 474

NOTE 2 Évènements et transactions significatifs 476
2.1 Développements dans le nucléaire 476
2.2 Opérations de financement 477
2.3 Autre développement 479

NOTE 3 Chiffre d'affaires 479
3.1 Évolutions réglementaires en France 480
3.2 Composition du chiffre d'affaires 483

NOTE 4 Subventions 483

NOTE 5 Dotations et reprises sur dépréciations et provisions 484

NOTE 6 Autres produits et charges 485

NOTE 7 Consommations de l'exercice en provenance de tiers 486

NOTE 8 Impôts, taxes et versements assimilés 486

NOTE 9 Dotations aux amortissements 486

NOTE 10 Résultat financier 487

NOTE 11 Résultat exceptionnel 488

NOTE 12 Impôt sur les bénéfices 488
12.1 Groupe fiscal 488
12.2 Impôt sur les sociétés 488
12.3 Crédits d'impôt 489
12.4 Situation fiscale différée et latente 489

NOTE 13 Immobilisations incorporelles 490

NOTE 14 Immobilisations corporelles 492

NOTE 15 Immobilisations financières 496
15.1 Variations des immobilisations financières 498
15.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 % 499
15.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 % 500
15.4 Relations entre EDF et ses entités liées 501
15.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) 502

NOTE 16 Stocks et en-cours 502

NOTE 17 État des échéances des créances à la clôture de l'exercice 504

NOTE 18 Valeurs mobilières de placement 505

NOTE 19 Écarts de conversion et différences d'évaluation - Actif 505

NOTE 20 Variations des capitaux propres 506
20.1 Capital social 506
20.2 Distributions de l'émetteur 506

NOTE 21 Autres fonds propres 506
21.1 Fonds non remboursables – Titres subordonnés à durée indéterminée 506
21.2 Droits du concédant – Passifs spécifiques des concessions 507

NOTE 22 Provisions pour risques et charges 508
22.1 Provisions pour risques 509
22.2 Provisions pour charges 509

NOTE 23 Passifs et actifs éventuels 526

NOTE 24 État des échéances des dettes à la clôture de l'exercice 528

NOTE 25 Variations des emprunts et dettes financières 528
25.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture 530
25.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture 530

NOTE 26 Écarts de conversion et différences d'évaluation - Passif 530

NOTE 27 Instruments financiers 531
27.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières 531
27.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat 532
27.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés 533

NOTE 28 Autres engagements et opérations hors bilan 533
28.1 Engagements donnés 533
28.2 Engagements reçus 534
28.3 Autres natures d'engagements 535
NOTE 29 Informations concernant l'État et ses parties liées 535
29.1 Relations avec l'État 535
29.2 Relations avec les entreprises du secteur public 535
NOTE 30 Informations relatives aux effectifs 535
NOTE 31 Rémunération des mandataires sociaux 536
NOTE 32 Informations sur l'entité qui établit les états financiers consolidés 536
NOTE 33 Tableau de flux de trésorerie 536
NOTE 34 Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie 538
NOTE 35 Évènements postérieurs à la clôture 538
35.1 Cession d'Energy Assets Group 538
NOTE 36 Compte de résultat, Bilan et Tableau de flux de trésorerie présentés dans la plaquette des comptes sociaux au 31 décembre 2024 539
36.1 Compte de résultat 539
36.2 Bilan 540
36.3 Tableau de flux de trésorerie présenté dans la plaquette des comptes sociaux au 31 décembre 2024 542

Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025		31/12/2024	
Montant net du chiffre d'affaires	**3**		**63 392**		**72 335**
Production stockée			**113**		**99**
Production immobilisée			**1 787**		**1 807**
Subventions	**4**		**11 804**		**6 928**
Reprises sur amortissements, dépréciations et provisions	**5**		**3 676**		**3 188**
Produits des cessions d'immobilisations incorporelles et corporelles			**11**		**-**
Autres produits	**6**		**912**		**1 244**
Total Produits d'exploitation (I)			**81 695**		**85 601**
Achats de matières premières et autres approvisionnements	**7**		**27 935**		**29 054**
Variation de stocks	**7**		**-**		**249**
Autres achats et charges externes [1]	**7**		**19 848**		**18 885**
Impôts, taxes et versements assimilés	**8**		**2 518**		**2 466**
Salaires			**4 650**		**4 540**
Cotisations sociales			**3 091**		**2 935**
Dotations aux amortissements et aux dépréciations :			**5 774**		**5 724**
Sur immobilisations : dotations aux amortissements	9	5 334		4 989	
Sur immobilisations : dotations aux dépréciations	5	193		401	
Sur actif circulant : dotations aux dépréciations	5	247		334	
Dotations aux provisions	**5**		**2 070**		**6 081**
Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées			**13**		**-**
Autres charges	**6**		**6 124**		**3 612**
Total Charges d'exploitation (II)			**72 023**		**73 546**
Résultat d'exploitation (I - II)			**9 672**		**12 055**
Produits financiers de participation [2]			4 080		4 719
Produits des autres valeurs mobilières et créances de l'actif immobilisé [2]			1 836		1 952
Autres intérêts et produits assimilés [2]			1 008		970
Reprises sur dépréciations et provisions			11 565		1 338
Différences positives de change			1 759		2 804
Produits des cessions d'immobilisations financières			3 135		-
Produits nets sur cessions de valeurs mobilières de placement et d'instruments de trésorerie			221		107
Total des produits financiers (III)			**23 604**		**11 890**
Dotations aux amortissements, aux dépréciations et aux provisions			3 653		4 969
Intérêts et charges assimilées [3]			4 285		5 279
Différences négatives de change			2 205		2 957
Valeurs comptables des immobilisations financières cédées			2 400		-
Charges nettes sur cessions de valeurs mobilières de placement et d'instruments de trésorerie			228		495
Total des charges financières (IV)			**12 771**		**13 700**
Résultat financier (III - IV)	**10**		**10 833**		**(1 810)**
Résultat courant avant impôts (I - II + III - IV)			**20 505**		**10 245**
Produits exceptionnels (V)			**841**		**1 926**
Charges exceptionnelles (VI)			**720**		**1 223**
Résultat exceptionnel (V - VI)	**11**		**121**		**703**
Impôts sur les bénéfices (VII)	**12**		**(1 068)**		**(1 083)**
Total des produits (I + III + V)			**106 140**		**99 417**
Total des charges (II + IV + VI - VII)			**86 582**		**89 552**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III - IV + V - VI + VII)			**19 558**		**9 865**
(1) Y compris :					
- *Redevances de crédit-bail mobilier*			-		-
- *Redevances de crédit-bail immobilier*			-		-
(2) Dont produits concernant les entités liées	*15.4*		***6 526***		***7 243***
(3) Dont intérêts concernant les entités liées	*15.4*		***(1 543)***		***(2 101)***

Bilan

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2024 Montants nets
Frais de développement		267	99	168	165
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires		3 892	2 723	1 169	1 164
Autres immobilisations incorporelles		289	231	58	73
Immobilisations incorporelles en cours, avances et acomptes		3 771	28	3 743	2 898
Immobilisations incorporelles	**13**	**8 219**	**3 081**	**5 138**	**4 300**
Terrains		222	14	208	177
Constructions		24 295	16 485	7 810	7 909
Installations techniques, matériel et outillage industriels		97 969	66 556	31 413	31 011
Autres immobilisations corporelles		1 973	1 419	554	546
Immobilisations corporelles en cours, avances et acomptes		24 863	32	24 831	23 558
Immobilisations corporelles	**14**	**149 322**	**84 506**	**64 816**	**63 201**
Participations		63 313	4 069	59 244	50 338
Créances rattachées à des participations		50	-	50	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)		29 430	825	28 605	24 869
Autres titres immobilisés		85	-	85	86
Prêts		47 098	-	47 098	41 383
Autres immobilisations financières		781	-	781	781
Immobilisations financières [1]	**15**	**140 757**	**4 894**	**135 863**	**117 507**
Total Actif immobilisé (I)		**298 298**	**92 481**	**205 817**	**185 008**
Matières premières et autres approvisionnements		12 435	573	11 862	11 908
En-cours de production		1 086	-	1 086	1 191
Stocks et en-cours	**16**	**13 521**	**573**	**12 948**	**13 099**
Avances et acomptes versés sur commande		**824**	**1**	**823**	**925**
Créances Clients et Comptes rattachés		11 014	341	10 673	13 923
Autres créances		8 819	-	8 819	5 376
Charges constatées d'avance		951	-	951	1 028
Créances [2]	**17**	**20 784**	**341**	**20 443**	**20 327**
Valeurs mobilières de placement	**18**	**22 038**	**312**	**21 726**	**16 121**
Instruments financiers à terme et jetons détenus		**1 595**	**-**	**1 595**	**4 151**
Disponibilités		**7 366**	**-**	**7 366**	**6 023**
Total Actif circulant (II)		**66 128**	**1 227**	**64 901**	**60 646**
Frais d'émission des emprunts (III)		**276**	**-**	**276**	**236**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**957**	**402**	**555**	**523**
Écarts de conversion et différences d'évaluation - Actif (V)	**19**	**1 754**	**-**	**1 754**	**1 363**
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		**367 413**	**94 110**	**273 303**	**247 776**
(1) dont à moins d'un an		*14 668*	*-*	*14 668*	*7 307*
(2) dont à moins d'un an		*19 863*	*322*	*19 541*	*19 421*

Passif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Capital (dont versé 2 084 M€)		**2 084**	**2 084**
Primes d'émission, de fusion, d'apport		**17 185**	**24 071**
Écarts de réévaluation		**695**	**694**
Réserve légale		209	208
Autres réserves		2 970	2 970
Réserves		**3 179**	**3 178**
Report à nouveau		**-**	**(14 751)**
Résultat de l'exercice		**19 558**	**9 865**
Subventions d'investissement		**355**	**265**
Provisions réglementées		**5 400**	**5 502**
Total Capitaux propres (I)	**20**	**48 456**	**30 908**
Total Autres fonds propres (I bis)	**21**	**12 609**	**12 780**
Provisions pour risques	**22.1**	**1 014**	**1 205**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	22.2.1	54 344	53 821
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	22.2.2	1 467	1 133
Provisions pour avantages du personnel	22.2.3	12 793	12 729
Provisions pour autres charges	22.2.4	533	721
Provisions pour charges	**22.2**	**69 137**	**68 404**
Total Provisions (II)	**22**	**70 151**	**69 609**
Emprunts obligataires	**24-25**	**61 677**	**56 794**
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	**24-25**	**2 740**	**9 600**
Emprunts et dettes financières diverses [2]	**24-25**	**12 479**	**7 312**
Instruments financiers à terme	**24**	**3 218**	**3 296**
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**24**	**2 580**	**2 924**
Dettes Fournisseurs et Comptes rattachés	**24**	**11 060**	**9 271**
Dettes fiscales et sociales	**24**	**8 703**	**9 072**
Dettes sur immobilisations et Comptes rattachés	**24**	**2 346**	**2 647**
Autres dettes	**24**	**32 304**	**30 163**
Produits constatés d'avance	**24**	**3 337**	**3 140**
Total Dettes [1] **(III)**	**24**	**140 444**	**134 219**
Écarts de conversion et différences d'évaluation - Passif (IV)	**26**	**1 643**	**260**
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		**273 303**	**247 776**
(1) dont à moins d'un an (hors avances et acomptes reçus sur commandes en cours)		*67 311*	*60 366*
(2) dont emprunts participatifs		-	-

Annexe aux comptes sociaux

Électricité de France SA (EDF), maison mère du groupe EDF, est une société anonyme de droit français, domiciliée en France (22-30 avenue de Wagram, 75008 Paris) qui exerce des activités de production d'électricité et de commercialisation d'électricité et de gaz. EDF porte également l'ensemble des activités des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI) : Corse et départements d'Outre-Mer.

Les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025 ont été établis sous la responsabilité du Conseil d'administration, qui les a arrêtés en date du 19 février 2026. Ces comptes ne seront définitifs qu'à l'issue de l'Assemblée générale qui se tiendra le 24 juin 2026.

Note 1 *Référentiel comptable et jugements de la Direction*

1.1 Référentiel comptable

EDF présente ses comptes sociaux selon les principes et méthodes comptables définis par le règlement n° 2014-03 de l'Autorité des normes comptables (ANC) du 5 juin 2014 relatif au Plan Comptable Général en vigueur à date, modifié par le règlement ANC n° 2022-06 « Modernisation des états financiers », applicable obligatoirement aux exercices ouverts à compter du 1er janvier 2025.

Les conventions comptables d'établissement et de présentation des comptes sociaux ont été appliquées dans le respect du principe de prudence, conformément aux hypothèses de base suivantes :

- continuité de l'exploitation ;
- permanence des méthodes comptables d'un exercice à l'autre ;
- indépendance des exercices.

Changement de méthode comptable

Le règlement ANC n° 2022-06 modifie le règlement n° 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Ce règlement prévoit des modalités spécifiques de première application et précise notamment que les comptes des exercices antérieurs ne doivent pas être retraités, à l'exception des modifications de présentation nécessaires pour assurer la comparabilité avec les nouveaux formats du bilan et du compte de résultat.

Conformément à ces dispositions, les comptes sociaux arrêtés au 31 décembre 2024 n'ont pas été retraités selon les nouvelles règles comptables. Toutefois, des modifications de présentation ont été apportées afin de garantir la comparabilité avec les états financiers de l'exercice en cours.

Des reclassements, des regroupements et des répartitions ont été opérés dans la colonne comparative « 31/12/2024 », entre des lignes du bilan ou du compte de résultat, pour respecter le nouveau format des états financiers.

Les principales modifications apportées sont les suivantes :

- au compte de résultat :
  - la ligne « Production stockée et immobilisée » est désagrégée en distinguant la « Production stockée » et la « Production immobilisée »,
  - les « Transferts de charges d'exploitation » ont été rattachés au crédit des comptes de charges d'origine,
  - les « Consommations de l'exercice en provenance de tiers » sont désagrégées en distinguant les « Achats de matières premières et autres approvisionnements », la « Variation de stocks » et les « Autres achats et charges externes »,
  - les « Charges de personnel » sont désagrégées en distinguant les « Salaires » et « les Cotisations sociales »,
  - les « Dotations aux amortissements des immobilisations » et les « Dotations aux provisions et dépréciations » sont désagrégées selon la nouvelle présentation,
  - le « Résultat financier » est désagrégé selon la nouvelle présentation,
  - le « Résultat exceptionnel » est désagrégé en distinguant les « Produits exceptionnels » et les « Charges exceptionnelles »,
- au bilan :
  - les « Immobilisations corporelles et incorporelles » ont été désagrégées selon les différentes classes d'immobilisations,
  - les « Stocks » sont désagrégés en distinguant les « Matières premières et autres approvisionnements » et les « En-cours de production »,
  - les « Dettes financières » sont désagrégées en distinguant les « Emprunts obligataires », les « Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit » et les « Emprunts et dettes financières diverses »,
  - les « Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » sont désagrégées en distinguant les « Dettes fournisseurs et Comptes Rattachés », les « Dettes fiscales et sociales », les « Dettes sur immobilisations et Comptes rattachés » et les « Autres dettes ».

Les impacts des changements issus de l'application du règlement ANC n° 2022-06 sont détaillés dans les notes annexes du présent document.

1.2 Jugements et estimations de la Direction

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

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

Les principaux éléments sur lesquels EDF a recours à des estimations et jugements sont les suivants :

1.2.1 Durées d'amortissement des centrales nucléaires

La stratégie industrielle d'EDF est de poursuivre l'exploitation de son parc de centrales nucléaires au-delà de 40 ans, dans des conditions optimales de sûreté et de performance.

Ainsi, depuis plusieurs années, EDF prépare la prolongation de cette durée d'exploitation et engage les investissements nécessaires dans le cadre du programme industriel dit de Grand Carénage.

Depuis 2016, la durée d'amortissement des tranches en exploitation a été portée de 40 ans à 50 ans pour le palier 900 MW consécutivement à la réalisation des conditions techniques, économiques et de gouvernance. Pour le palier 1 300 MW, la durée d'amortissement a été portée à 50 ans en 2021.

Pour les tranches du palier 1 450 MW (les quatre réacteurs de Chooz et de Civaux), palier qui est plus récent, la durée d'amortissement est maintenue, à ce stade, à 40 ans.

Ces durées prennent en compte la date de recouplage au réseau faisant suite à la dernière visite décennale intervenue.

S'agissant de la poursuite de l'exploitation des centrales au-delà de 50 ans, deux instructions indépendantes l'une de l'autre sont en cours :

- 5e réexamen périodique du palier 900 MW : EDF a transmis son dossier d'orientation du réexamen périodique à l'ASN [1] en juin 2023 et l'ASN a pris position sur ce dossier en décembre 2024. La note d'EDF de réponse aux objectifs du réexamen sera transmise fin 2026. À l'issue de l'instruction, l'ASNR prendra position mi-2028 sur la poursuite d'exploitation des réacteurs de 900 MW pour 10 années supplémentaires, au vu des conclusions de la phase générique de ce 5e réexamen ;
- instruction de la durée de fonctionnement : une réflexion « long terme » sur l'exploitation au-delà de 60 ans a été engagée en 2023 pour tous les paliers. Elle s'inscrit dans le calendrier fixé par l'ASNR et dans le cadre de la loi n° 2023-491 du 22 juin 2023. L'ASNR prendra position fin 2026 sur les conditions de poursuite du fonctionnement des centrales au-delà de 60 ans après une phase d'expertise et d'instruction.

1.2.2 Provisions nucléaires

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

Une réestimation de ces paramètres est effectuée à chaque arrêté comptable afin de s'assurer que les montants provisionnés constituent la meilleure estimation des coûts qui seront finalement supportés par EDF.

Les principales hypothèses et analyses de sensibilité concernant les provisions nucléaires sont présentées en note 22.2.1.5.

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'incertitude tels que :

- l'évolution de la réglementation, notamment en matière de sûreté, de sécurité, de respect de l'environnement et en matière de financement des charges nucléaires de long terme ;
- l'évolution du processus réglementaire de déconstruction, ainsi que les délais d'obtention des autorisations administratives ;
- les modalités futures de stockage des déchets radioactifs à vie longue et la mise à disposition d'installations de stockage par l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs) ;
- les évolutions des conditions contractuelles relatives à la gestion des combustibles usés et plus généralement les perspectives d'Orano en termes de stratégie industrielle de long terme en lien avec la politique énergétique française, de performance opérationnelle de ses installations et de niveau de coûts et d'investissements associés ;
- l'évolution de certains paramètres financiers tels que les taux d'actualisation et d'inflation ;
- la durée de vie des installations nucléaires (le calcul des provisions pour déconstruction relatives au parc nucléaire en exploitation est assis sur la durée d'amortissement des actifs, à savoir 50 ans pour les centrales du parc 900 MW et 1 300 MW et 40 ans pour les centrales du parc 1 450 MW).

1.2.3 Engagements de retraite et autres avantages du personnel à long terme et postérieurs à l'emploi

L'évaluation des engagements de retraite et autres avantages à long terme et postérieurs à l'emploi repose sur des évaluations actuarielles sensibles à l'ensemble des hypothèses actuarielles retenues, en particulier celles relatives au taux d'actualisation, d'inflation et d'augmentation des salaires.

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme pour l'arrêté des comptes au 31 décembre 2025 sont détaillées en note 22.2.3.4.

1.2.4 Énergie et acheminement en compteur

Comme précisé en note 3, les quantités d'énergie livrées non relevées non facturées sont déterminées en date d'arrêté à partir de modèles statistiques de consommations et d'estimations de prix de vente. La détermination de la quote-part du chiffre d'affaires non facturé en date d'arrêté des comptes est sensible aux hypothèses retenues dans l'élaboration de ces statistiques et estimations.

1.2.5 Pertes de valeur des actifs à long terme

Les tests de dépréciation des actifs à long terme sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (taux d'actualisation et d'inflation) et aux coûts à terminaison pour les actifs en cours de construction. EDF révise par conséquent ses estimations et hypothèses sous-jacentes sur la base d'informations régulièrement mises à jour (voir note 14).

1.2.6 Dépréciation des titres de participation

À chaque clôture, les titres de participation sont évalués à leur valeur d'utilité. Ils font l'objet d'une dépréciation lorsque cette dernière devient inférieure à leur valeur nette comptable.

La valeur d'utilité est déterminée en fonction de la valeur de la quote-part des capitaux propres consolidés de la filiale à la fin de l'exercice, retraitée d'éléments de volatilité tels que les réserves de conversion et les gains et pertes sur les instruments de couverture pour les devises étrangères.

Cette valeur d'utilité est complétée le cas échéant de marges de valeurs positives *upsides* basées :

- soit sur des flux de trésorerie actualisés, calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture. Ces flux de trésorerie correspondent pour les premières années au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT) et au-delà de l'horizon du PMT, ils sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement ;
- soit sur la moyenne des multiples d'EBITDA d'un panel d'entités comparables ;
- soit sur la base d'une valorisation boursière.

Les tests de dépréciation des titres de participation sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme (voir note 15).

(1) En 2025, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a été renommée ASNR (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection).

Note 2 *Évènements et transactions significatifs*

2.1 Développements dans le nucléaire

2.1.1 EPR de Flamanville 3

La première divergence du réacteur a été réalisée le 3 septembre 2024. L'unité de production a été connectée au réseau électrique le 21 décembre 2024 à l'atteinte de 17 % de Puissance Nominale (PN) correspondant au jalon « couplage » et a poursuivi sa montée en puissance par palier en 2025 jusqu'à l'atteinte de 100 % de PN le 14 décembre 2025 après autorisation par l'ASNR de franchir le palier de 80 % de PN. Des essais de mise au point se poursuivront en 2026 avant de déclarer la mise en service industrielle de la centrale.

Dans le cadre de la montée en puissance du réacteur, un risque d'inétanchéité a été identifié sur un nombre significatif d'assemblages combustible du premier cœur. Par précaution, aucun des assemblages irradiés lors du 1er cycle ne sera rechargé pour le 2e cycle. Le cœur sera déchargé dans son ensemble lors de la Visite Complète (« VC1 »), des analyses et examens d'intégrité des assemblages seront alors diligentés afin de déterminer précisément ceux qui seraient éventuellement rechargeables à l'occasion d'un cycle ultérieur. En conséquence, une dépréciation de stocks de combustibles de 65 millions d'euros avait été comptabilisée au 30 juin 2025 (voir note 16 renvoi (1)).

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

2.1.2 Grand Carénage

EDF mène depuis 2014 le « Grand Carénage », destiné à rénover le parc nucléaire français et à augmenter le niveau de sûreté des réacteurs, pour poursuivre leur exploitation significativement au-delà de 40 ans. Le 31 mars 2022, le Conseil d'administration d'EDF a validé une nouvelle feuille de route sur la période 2022-2028 intégrant le retour d'expérience des instructions en cours avec l'ASNR, notamment sur les VD4 900 et 1 300 et le lancement de la phase Études de la VD5 900, pour un montant d'investissements sur cette période, réestimé fin 2025 à 36,3 milliards en euros courants, soit 32,6 milliards d'euros$_{2021}$. Ce montant inclut les travaux relatifs à la corrosion sous contrainte réalisés à hauteur de 1,3 milliard d'euros courants sur la période 2022-2025. En 2025, le montant total des investissements s'élève à 5,0 milliards d'euros.

2.1.3 EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 milliards d'euros

La revue de maturité technique et la consolidation des coûts à terminaison du programme se poursuivent. Par ailleurs, le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État qui prévoient un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public.

EDF a présenté le 18 décembre 2025 à son Conseil d'administration le devis prévisionnel de son programme de construction de six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey.

Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros$_{2020}$ et sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme.

L'objectif de mise en service du premier réacteur à Penly est fixé à 2038, avec un cadencement de 12 à 18 mois pour la mise en service des réacteurs suivants.

Comme annoncé à l'occasion du Conseil de politique nucléaire de mars 2025, ce programme fera l'objet de mesures de soutien par l'État, qui ont été soumises pour approbation à la Commission européenne le 19 novembre 2025, en vue de la prise d'une décision finale d'investissement fin 2026. Ces mesures comprennent :

- un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50 % des coûts de construction ;
- un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation ;
- un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les évènements qui échappent à son contrôle.

Ces mesures restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025.

2.1.4 Point d'actualité sur le projet Hinkley Point C

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

La revue du projet Hinkley Point C de janvier 2024 avait conduit à une réévaluation du calendrier et du coût de la construction, avec 3 scénarios envisagés : un premier scénario avec un objectif de démarrage de la production de l'Unité 1 en 2029, un second scénario (cas de base) conduisant à un démarrage de la production en 2030, et un scénario défavorable pouvant conduire à un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2031, soit 12 mois supplémentaires par rapport au cas de base. Le projet prévoit désormais un démarrage de la production de l'Unité 1 en 2030. Le coût à terminaison du projet est désormais évalué à environ 35 milliards de livres sterling$_{2015}$. Un retard de 12 mois conduirait à un coût supplémentaire d'environ 1 milliard de livres sterling$_{2015}$.

Le projet a atteint les jalons suivants sur l'exercice 2025 :

- coulage en mars 2025 du premier niveau de béton autour de la piscine d'entreposage dans le bâtiment combustible de l'Unité 1 ;
- pose du dôme de l'Unité 2 le 17 juillet 2025 ;
- installation en août 2025 des quatre pompes d'injection de sécurité moyenne pression des bâtiments de sécurité de l'Unité 1 ;
- installation du premier tableau électrique dans le bâtiment de sécurité de l'Unité 1 en septembre 2025 ;
- achèvement des travaux inhérents au tunnel d'évacuation et à son raccordement aux bâtiments d'évacuation des Unités 1 et 2 en octobre 2025 ;
- avancée du montage électromécanique en décalage par rapport au planning. Un plan d'actions a été déployé et le rythme des installations devrait continuer à s'accélérer en 2026.

Depuis fin 2023, le projet est financé uniquement par EDF sur la base de contributions volontaires en fonds propres, l'engagement conjoint d'apport en fonds propres initial avec CGN ayant été intégralement consommé. Cela entraîne une dilution de la part de CGN, qui était de 33,5 % à la FID et atteint 23,31 % au 31 décembre 2025, EDF détenant les 76,69 % restants.

EDF a signé un accord de financement d'un montant maximum de 4,5 milliards de livres sterling, via un emprunt obligataire, avec Apollo. En juin 2025, EDF a tiré la première tranche de cet accord pour un montant de 1,5 milliard de livres sterling, EDF ayant l'option de tirer les deux tranches suivantes de 1,5 milliard de livres sterling chacune. EDF continue à rechercher des solutions pour couvrir les besoins de financement jusqu'à la mise en service commerciale de la centrale (voir note 2.2.6).

Par ailleurs, à la suite du *closing* financier du projet Sizewell C réalisé le 4 novembre 2025, le prix d'exercice du contrat pour différence d'HPC a été réduit, passant de 92,50 livres sterling$_{2012}$/MWh à 89,50 livres sterling$_{2012}$/MWh en contrepartie du versement par Sizewell C à HPC d'un paiement rémunérant l'expertise du projet HPC et de l'effet de série dont a bénéficié Sizewell C.

Au 31 décembre 2025, la révision des hypothèses retenues dans le cadre des tests de dépréciation a conduit à constater une dépréciation de (3 552) millions d'euros, dont (1 783) millions d'euros liés à l'impact de la baisse de 3 £$_{2012}$/MWh du contrat pour différence à 89,5 £$_{2012}$/MWh en lien avec la décision finale d'investissement de Sizewell C. Pour autant, la valeur d'utilité d'EDF Energy s'est améliorée en raison notamment de la comptabilisation en 2025 d'un produit de rémunération versé à Hinkley Point C de 1,6 milliard de livres sterling au titre du savoir-faire et de l'effet de série dont Sizewell C a bénéficié, associé à une bonne performance opérationnelle et financière. Aussi, la valeur d'utilité d'EDF Energy a participé à l'appréciation de la valorisation des titres EDF International au 31 décembre 2025.

2.1.5 EDF réévalue à la hausse l'estimation de production nucléaire en France pour 2025

La production nucléaire réalisée en France s'est élevée à 373,0 TWh (361,7 TWh au 31 décembre 2024), confirmant la révision à la hausse de l'estimation de production nucléaire initiale (passant d'une fourchette comprise entre 350 et 370 TWh à une fourchette comprise entre 365 et 375 TWh) annoncée par EDF le 13 octobre 2025.

2.2 Opérations de financement

2.2.1 Émission d'obligations senior vertes « Formosa » pour un montant nominal de 500 millions de dollars USD

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 500 millions de dollars USD d'obligations senior vertes « Formosa » d'une maturité de 5 ans avec un coupon variable de SOFR + 1,15 %.

Un montant égal au produit net de l'émission a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* [1] d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne réalisés dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050. Pour rappel, l'intensité carbone du parc nucléaire en France est de 4gCO_2/kWh [2]. Le règlement-livraison est intervenu le 20 janvier 2025, date à laquelle les Obligations ont été admises aux négociations sur le Taipei Exchange et l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

2.2.2 Émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 1,9 milliard de dollars USD

Le 6 janvier 2025, EDF a levé 1,9 milliard de dollars USD en trois tranches d'obligations senior :

- obligation de 700 millions de dollars USD, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,750 % ;
- obligation de 800 millions de dollars USD, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 6,375 % ;
- émission additionnelle de 400 millions de dollars USD de l'obligation émise le 22 avril 2024 d'une maturité initiale de 40 ans, avec un coupon fixe de 6,000 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations USD est intervenu le 13 janvier 2025, date à laquelle les obligations USD ont été admises aux négociations sur l'Euro MTF, le système multilatéral de négociation opéré par le Luxembourg Stock Exchange.

2.2.3 Émission additionnelles d'obligations sur des souches obligataires existantes pour un total de 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling

Le 24 janvier 2025, EDF a levé 480 millions d'euros et 100 millions de livres sterling via de nouvelles obligations assimilables à quatre souches obligataires existantes [3] :

- émission additionnelle de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 dédiées au financement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires en France d'une maturité initiale de 3,5 ans avec un coupon fixe de 3,750 % ;
- émission additionnelle de 100 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 12 octobre 2022 d'une maturité initiale de 7 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 dédiées au financement de projets d'énergies renouvelables et hydroélectriques d'une maturité initiale de 12 ans avec un coupon fixe de 4,375 % ;
- émission additionnelle de 100 millions de livres sterling assimilables aux obligations émises le 8 novembre 2024 dédiées au financement des investissements réalisés pour la construction du projet Hinkley Point C au Royaume-Uni, d'une maturité initiale de 40 ans avec un coupon fixe de 6,500 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des obligations est intervenu le 31 janvier 2025, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations.

2.2.4 Émission d'obligations vertes senior multi-tranches pour un montant nominal de 750 millions de dollars CAD

Le 30 janvier 2025, EDF a levé 750 millions de dollars canadiens en deux tranches d'obligations vertes senior :

- obligations CAD Vertes de 450 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 4,573 % ;
- obligations CAD Vertes de 300 millions de dollars canadiens, d'une maturité de 30 ans avec un coupon fixe de 5,231 %.

Un montant égal au produit net d'émission des obligations CAD Vertes a été alloué à des investissements définis dans le *Green Financing Framework* [4] d'EDF et alignés avec la taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France.

(1) Le *Green Financing Framework* est disponible sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.
(2) Analyse cycle de vie du kWh nucléaire d'EDF.
(3) Cf. URD 2023 d'EDF, sections 1.2.3, 1.3.2 et 3.1.
(4) Le *Green Financing Framework* et la *Second party opinion* sont disponibles sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.

Cette opération permet ainsi à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des obligations CAD vertes est intervenu le 6 février 2025.

2.2.5 Émission d'obligations senior vertes multi-tranches pour un montant nominal de 2,25 milliards d'euros

Le 30 avril 2025, EDF a levé 2,25 milliards d'euros en 3 tranches d'obligations senior vertes :

- obligation de 750 millions d'euros, d'une maturité de 7 ans avec un coupon fixe de 3,250 % ;
- obligation de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,000 % ;
- obligation de 500 millions d'euros, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,625 %.

Un montant égal au produit net d'émission des obligations a été affecté au financement et/ou refinancement des investissements suivants :

- la tranche à 7 ans dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France ;
- la tranche à 12 ans dans les projets d'énergies renouvelables et les projets hydroélectriques ;
- la tranche à 20 ans dans le projet de construction de la paire de réacteurs nucléaires EPR Hinkley Point C au Royaume-Uni.

Ces investissements correspondent aux catégories de projets éligibles définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF mis à jour le 28 avril 2025 qui a fait l'objet d'une *Second party opinion* de S&P Global Ratings, qui lui a attribué une notation *medium green* (1).

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici à 2050.

Le règlement-livraison des Obligations est intervenu le 7 mai 2025, date à laquelle les obligations ont été admises aux négociations sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

2.2.6 EDF annonce la signature d'un accord avec Apollo pour l'émission d'emprunts obligataires non cotés d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling

Le 20 juin 2025, EDF a annoncé la signature d'un accord avec Apollo pour émettre des emprunts obligataires d'un montant total maximum de 4,5 milliards de livres sterling par voie de placement privé non coté, dans le cadre de son programme EMTN.

Cet emprunt obligataire serait émis en trois tranches, chacune ayant une maturité maximum de douze ans. La première tranche, d'un montant nominal total de 1,5 milliard de livres sterling, a été émise le 26 juin 2025. EDF bénéficie d'une option pour émettre les deux autres tranches en 2026 et en 2027. Ces dernières tranches donnent lieu à la constatation d'un Engagement Hors Bilan (EHB) reçu à hauteur de 3 milliards de livres sterling soit en contre-valeur euro 3,4 milliards d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 28.2.2).

Cette opération permet à EDF de sécuriser une part substantielle du financement en livre sterling de ses investissements au Royaume-Uni pendant les trois années à venir, en particulier le projet Hinkley Point C.

2.2.7 EDF annonce une émission d'obligations senior multi-tranches pour un montant nominal de 75,8 milliards de yens

Le 3 juillet 2025, EDF a levé 75,8 milliards de yens en 3 tranches d'obligations senior « Samouraï » :

- obligation de 47,9 milliards de yens, d'une maturité de 3 ans avec un coupon fixe de 1,550 % ;
- obligation de 19,6 milliards de yens, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 1,875 % ;
- obligation de 8,3 milliards de yens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 2,394 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie de bâtir le système électrique bas carbone de demain et de refinancer des échéances prochaines.

2.2.8 EDF annonce une émission inaugurale d'obligations senior « Kangourou » multi-tranches pour un montant nominal de 1 milliard de dollars AUD

Le 21 août 2025, EDF a levé, pour son émission inaugurale, 1 milliard de dollars australiens en 2 tranches d'obligations senior « Kangourou » :

- obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 10 ans avec un coupon fixe de 5,636 % ;
- obligation de 500 millions de dollars australiens, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 6,627 %.

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie de bâtir le système électrique bas carbone de demain et d'élargir sa base d'investisseurs.

Le règlement-livraison est intervenu le 28 août 2025.

2.2.9 EDF et la Banque européenne d'investissement (BEI) annoncent la signature d'un contrat de financement de 500 millions d'euros au service de la modernisation et la résilience du réseau public de distribution d'électricité géré par Enedis

- Ce financement permet à Enedis, gestionnaire du réseau de distribution, d'investir dans la résilience du réseau face au changement climatique et dans le raccordement des énergies renouvelables décentralisées ;
- Il s'agit de la phase 2 d'un programme de financement concernant la transition énergétique et l'adaptation du réseau pour un montant total de 1 milliard d'euros ;
- EDF et la BEI sont partenaires de longue date pour le financement des investissements liés à la transition énergétique engagés par Enedis.

Agissant en qualité d'actionnaire d'Enedis, le service public qui gère le réseau public de distribution d'électricité sur 95 % du territoire français, EDF a conclu avec la Banque européenne d'investissement (BEI) un emprunt de 1 milliard d'euros visant à soutenir le programme d'investissements d'Enedis, qui a notamment pour objectif le renforcement de la résilience du réseau face aux impacts du changement climatique et le raccordement des énergies renouvelables décentralisées.

Ce financement de 1 milliard d'euros, pour répondre aux besoins de financement d'Enedis pour les années 2024-2025 a été réalisé en deux phases : un premier prêt de 500 millions d'euros en 2024, et un deuxième d'un montant équivalent signé en juillet 2025.

La BEI, qui est un partenaire financier de longue date d'EDF, soutient des projets innovants à fort potentiel qui contribuent à la réalisation des objectifs de l'Union européenne, au premier rang desquels figurent la politique de lutte contre le réchauffement climatique et le Pacte vert pour l'Europe. Ce dernier prévoit de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990 et de parvenir à la neutralité carbone à l'horizon 2050. Une neutralité carbone qui passe par une électrification massive des usages portée par un réseau de distribution résilient, agile et moderne, véritable colonne vertébrale de la transition énergétique.

Le financement de la BEI s'inscrit aussi dans le cadre de *REPowerEU*, le programme européen visant à rendre l'Union européenne indépendante des fournitures énergétiques russes.

(1) Le *Green Financing Framework* et la *Second party opinion* sont disponibles sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.

2.2.10 Émission d'obligations hybrides vertes pour un montant nominal de 1,25 milliard d'euros

Le 29 septembre 2025, EDF a levé de nouvelles obligations perpétuelles super-subordonnées vertes pour 1,25 milliard d'euros, avec un coupon initial de 4,375 % jusqu'en 2031 et une option de remboursement à 5,5 ans au gré d'EDF (voir note 21.1).

Cette opération permet à EDF de financer sa stratégie et son objectif de contribuer à l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050. En effet, un montant équivalent au produit net des Nouveaux Titres sera affecté au financement et/ou refinancement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF [1] et alignés avec la taxonomie européenne dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants en France. Pour rappel, l'intensité carbone du parc nucléaire en France est de 4gCO_2/kWh [2].

Le règlement-livraison des Nouveaux Titres est intervenu le 6 octobre 2025.

2.2.11 EDF lance une offre de rachat portant sur deux souches existantes d'obligations hybrides

Le 29 septembre 2025, EDF a lancé une offre de rachat visant :

- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 000 millions d'euros ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 501,3 millions d'euros ;
- les obligations super-subordonnées à durée indéterminée d'un montant de 1 250 millions de livres sterling ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026, dont le montant actuellement en circulation s'élève à 628,7 millions de livres sterling, qui sont admises à la négociation sur le marché réglementé d'Euronext Paris.

Le 7 octobre 2025, EDF a annoncé les résultats définitifs de son offre de rachat l'ayant conduit en date du 9 octobre 2025 à procéder à :

- un rachat partiel à hauteur de 218,5 millions d'euros au titre de la souche initiale d'un montant de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014, portant sur un montant actuellement en circulation s'élevant à 501,3 millions d'euros, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 282,8 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 21.1) ;
- un rachat partiel à hauteur de 469,1 millions de livres sterling (539 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling) au titre de la souche initiale d'un montant de 1 250 millions de livres sterling émise en janvier 2013, portant sur un montant actuellement en circulation s'élevant à 628,7 millions de livres sterling, soit une valeur nominale résiduelle nette du rachat de 159,6 millions de livres sterling au 31 décembre 2025 (182,9 millions d'euros en contre-valeur de livres sterling) (voir note 21.1).

Le 16 décembre 2025, EDF a annoncé son intention d'exercer son option de remboursement de ces obligations hybrides pour une valeur nominale résiduelle nette de 282,8 millions d'euros pour la souche émise en janvier 2014 et 159,6 millions de livres sterling pour la souche émise en janvier 2013. Ces dernières ont fait respectivement l'objet d'un remboursement le 22 janvier 2026 et le 29 janvier 2026 (voir notes 21.1 et 25 renvoi (4)).

Par ailleurs, depuis le 30 juin 2025, EDF a réalisé des placements obligataires privés pour un montant total de 750 millions d'euros et une émission additionnelle de 50 millions d'euros assimilables aux obligations émises le 9 décembre 2019 d'une maturité initiale de 30 ans avec un coupon fixe de 2,000 %.

2.2.12 EDF annonce le remboursement anticipé de prêts bancaires pour un montant de 7,4 milliards d'euros

Le 22 octobre 2025, EDF a annoncé le remboursement anticipé de prêts bancaires de maturité de 3 à 5 ans pour un montant total équivalent à 7,4 milliards d'euros, dont 6,9 milliards d'euros remboursés en 2025 et 0,5 milliard d'euros en janvier 2026 (voir note 25 renvoi (2)).

Le remboursement anticipé de chaque prêt se fera à la date de paiement des intérêts et ne fera par conséquent l'objet d'aucune pénalité financière.

2.3 Autre développement

2.3.1 Politique commerciale

Le 6 mars 2025, EDF a annoncé être pleinement engagé dans le déploiement de sa politique commerciale qui vise à offrir un plus large choix de contrats d'électricité bas carbone de moyen et long terme pour réduire l'exposition des clients à la volatilité des prix sur les marchés de gros avec la signature de 18 contrats long terme pour les industriels électro-intensifs dont 12 contrats d'allocation de production nucléaire.

Compte de résultat

Note 3 *Chiffre d'affaires*

Principes et méthodes comptables

Le chiffre d'affaires est constitué essentiellement de produits issus de la vente d'énergie (aux clients finals et dans le cadre d'activités de négoce) et de prestations de services. Les prestations d'acheminement sur le réseau de distribution d'énergie achetées auprès de la filiale Enedis et refacturées aux clients finals contribuent aux ventes d'énergie d'EDF. La reconnaissance du chiffre d'affaires a lieu lorsque la livraison est intervenue s'il s'agit de biens ou lorsque la prestation est achevée s'il s'agit de prestations de services.

Les quantités d'énergie livrées aux clients d'EDF non relevées non facturées en fin de période sont déterminées à partir des quantités consommées par les sites du responsable d'équilibre EDF, diminuées des quantités facturées et après prise en compte des pertes évaluées selon une méthode statistique présentée à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). La valorisation de ces quantités est calculée sur la base d'un prix moyen déterminé par référence à l'énergie facturée du dernier mois.

Les prestations de services ou fournitures de biens sont traitées en utilisant la méthode à l'avancement pour les opérations partiellement achevées à la clôture de l'exercice.

Les opérations de vente d'énergie à EDF Trading, société du Groupe en charge de l'activité négoce, sont comptabilisées pour leur valeur contractuelle.

(1) Le *Framework* est disponible sur le site internet d'EDF dans la section Finance durable.
(2) Analyse cycle de vie du kWh nucléaire d'EDF.

Mécanisme de capacité

Un mécanisme de capacité a été mis en place en France pour sécuriser l'approvisionnement en électricité pendant les périodes de pointe (voir note 3.1).

D'une part, les exploitants d'installations de production d'électricité et les opérateurs d'effacement doivent faire certifier leurs capacités par RTE en s'engageant sur un niveau de disponibilité prévisionnel pour une année de livraison donnée. En contrepartie, des certificats de capacité leur sont attribués.

D'autre part, les fournisseurs d'électricité et acheteurs de pertes (acteurs obligés), doivent détenir des certificats de capacité à hauteur de la consommation de leurs clients en période de pointe. Les fournisseurs répercutent dans leur prix de vente aux clients finals le coût du mécanisme de capacité.

Des sessions de marchés sont organisées plusieurs fois par an.

EDF est concernée par les deux aspects du dispositif en tant qu'exploitant d'installations d'électricité et en tant que fournisseur d'électricité.

Les opérations sont comptabilisées de la manière suivante :

- les ventes de certificats sont reconnues en produits lors des enchères ou lors de cessions de gré à gré ;
- la répercussion aux clients finals du coût du mécanisme de capacité dans les tarifs réglementés de vente et les offres à prix de marché est reconnue en chiffre d'affaires au fur et à mesure des livraisons d'électricité ;
- les stocks de certificats sont valorisés soit à leur valeur de certification (*i.e.* coûts de certification par RTE), soit à leur valeur d'achat sur les marchés ;
- les sorties de stock de certificats sont valorisées au coût unitaire moyen pondéré et constatées à un rythme différent selon l'acteur du dispositif :
  - exploitants d'installations : lors des ventes aux enchères,
  - acteurs obligés : répartition sur les 5 mois de la période de pointe (janvier à mars, novembre et décembre) ;
- pour les exploitants d'installations, en cas de capacité effective inférieure à la capacité certifiée, une position passive (charge à payer ou provision) est constatée à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire pour couvrir cette insuffisance (rééquilibrage ou mécanisme de règlement des écarts) ;
- pour les acteurs obligés, en cas d'insuffisance de stock de certificats de capacité par rapport à l'obligation, un passif est constaté à hauteur de la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de cette obligation ;
- à la date d'arrêté, si la valeur de réalisation de ce stock de certificats de capacité est inférieure à sa valeur nette comptable, une dépréciation est enregistrée.

3.1 Évolutions réglementaires en France

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

Conformément à l'article 337-4 du Code de l'énergie, des tarifs réglementés de ventes d'électricité (TRVE) sont fixés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Dans ses décisions du 18 mai et du 3 octobre 2018, le Conseil d'État a jugé que l'existence de tarifs réglementés de vente de l'électricité est, dans son principe, conforme au droit de l'Union européenne dès lors que ces tarifs poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de garantir aux consommateurs un prix d'électricité plus stable que les prix de marché.

La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019 avait autorisé le maintien des TRVE pour les sites dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA, au bénéfice des consommateurs, qu'ils soient résidentiels ou professionnels, à condition, conformément à la directive 2019/944 concernant le marché intérieur de l'électricité, qu'ils emploient moins de 10 personnes et que leur chiffre d'affaires, leurs recettes ou le total de leur bilan soit inférieur à 2 millions d'euros (les tarifs bleus). Le seuil lié à la puissance a été supprimé à compter du 1er février 2025 en application de la loi 2024-330 du 11 avril 2024 et du décret 2025-49 du 15 janvier 2025. Ainsi, ces mêmes consommateurs peuvent bénéficier des TRVE pour leurs sites ayant une puissance strictement supérieure à 36 kVA (les tarifs jaunes).

Mouvements tarifaires

La comparabilité du chiffre d'affaires des périodes est affectée par les mouvements tarifaires intervenus depuis le 1er janvier 2024 présentés dans le tableau ci-dessous :

Date de la délibération de la CRE	Évolution des tarifs bleus résidentiels en TTC et HT	Évolution des tarifs bleus non résidentiels en TTC et HT	Date de la décision tarifaire	Date de mise en œuvre
18/01/2024	+ 9,5 % TTC (+ 0,18 % HT)	+ 5,7 % TTC (- 3,55 % HT)	29/01/2024	01/02/2024
15/01/2025	- 15 % TTC (- 22,61 % HT)	- 15,06 % TTC (- 22,67 % HT)	28/01/2025	01/02/2025
19/06/2025	- 0,39 % TTC (- 1,27 % HT)	+ 0,07 % TTC (- 0,76 % HT)	25/07/2025	01/08/2025
14/01/2026	- 0,74 % TTC (- 0,24 % HT)	- 1,58 % TTC (- 1,29 % HT)	28/01/2026	01/02/2026

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

TURPE 6 et 7 Distribution

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

Dans sa délibération n° 2024-122 du 26 juin 2024, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen du TURPE Distribution de + 4,81 % au 1er août 2024. Pour rappel, l'évolution était de + 6,51 % au 1er août 2023.

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

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

Fonds de péréquation de l'électricité

Le TURPE HTA-BT, qui est identique quel que soit le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, est déterminé à partir du niveau prévisionnel de charges supportées par Enedis, sous réserve que ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, ainsi que des prévisions concernant le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux d'Enedis, leur consommation et leur puissance souscrite.

Aux fins de péréquation des charges de distribution d'électricité entre les gestionnaires de réseaux, ce tarif ne permettant pas toujours la prise en compte des spécificités de certaines zones de desserte, le Fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet de compenser tout ou partie des charges résultant de l'hétérogénéité des conditions d'exploitation de ces réseaux et qui ne sont pas pris en compte dans le tarif. Deux mécanismes de péréquation sont prévus : l'un forfaitaire, l'autre établi par la CRE si le gestionnaire de réseau en fait la demande à partir de l'analyse de ses comptes. Un décret et un arrêté ministériels définissent le mécanisme forfaitaire de calcul de cette péréquation. Au sein d'EDF, le FPE concerne SEI pour 249 millions d'euros en 2025.

Mécanisme de capacité

Le mécanisme de capacité est entré en vigueur en France le 1er janvier 2017. Ce dispositif instauré par le Code de l'énergie a pour objectif de contribuer à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France.

Pour les années de livraison suivantes, les prix moyens observés, calculés sur les sessions de marché en amont des années de livraison, ont été les suivants :

Année de livraison	2024	2025	2026
Prix (€/kW)	27,1	14,7	4,4

Pour l'année de livraison 2026, dix sessions de marché se sont tenues avec les résultats suivants : 15,5 €/kW en avril 2024, 6,1 €/kW en septembre 2024, 3,5 €/kW en octobre 2024, 2,5 €/kW en décembre 2024, 3,2 €/kW en mars 2025, 3,6 €/kW en mai 2025, 3,3 €/kW en juin 2025, 3,5 €/kW en septembre 2025, 2,6 €/kW en octobre 2025 et 0,1 €/kW en décembre 2025.

Le mécanisme de capacité actuellement en vigueur prendra fin en novembre 2026.

À la suite de la réponse obtenue de la Commission européenne en date du 22 décembre 2025, laquelle permet de considérer le dispositif législatif lui ayant été notifié comme conforme au droit de l'Union européenne en matière d'aides d'État, le décret n° 2025-1441 du 31 décembre 2025 est venu préciser les dispositions règlementaires d'application du nouveau mécanisme de capacité.

Il sera organisé selon les principes suivants :

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

ARENH

Dispositif général

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

À l'exception des 20 TWh additionnels d'électricité pour la période avril-décembre 2022 détaillés ci-après, le prix de l'ARENH, déterminé par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie sur proposition de la CRE, est fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Il comprend la livraison de l'électricité et intègre depuis 2017 des garanties de capacité associées.

Le volume global maximal d'ARENH pouvant être cédé, en vertu de la loi, aux fournisseurs en faisant la demande pour couvrir le besoin de leurs clients finals, est fixé par arrêté dans la limite d'un plafond légal de 120 TWh.

Ce volume global maximal est fixé à 100 TWh pour l'année 2025 conformément à un arrêté du 28 avril 2011.

Pour cette dernière année d'application du dispositif, les fournisseurs alternatifs ont demandé 134,93 TWh et n'ont donc reçu que 74,12 % du volume d'électricité qu'ils avaient demandé au titre de l'ARENH. Ce niveau de demande est légèrement supérieur à celui de 2024 (130,41 TWh).

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

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

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

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

Le Conseil d'État a rejeté, le 3 février 2023, le recours d'EDF contre le dispositif. La décision du Conseil d'État est insusceptible d'appel. La procédure indemnitaire engagée par EDF en 2023 devant le Tribunal administratif de Paris se poursuit, pour obtenir la réparation intégrale de son préjudice du fait du dispositif, estimé au 13 octobre 2023, date du dépôt du mémoire en réplique d'EDF, à 7,96 milliards d'euros.

Cadre de marché post ARENH

Le dispositif de l'ARENH a pris fin le 31 décembre 2025. Le nouveau dispositif défini par l'article 17 de la loi de finances 2025 prévoit le versement par EDF d'une contribution correspondant à une quote-part des revenus énergie annuels nets des centrales nucléaires historiques imputables à l'utilisation du combustible nucléaire, lorsque ceux-ci viendraient à excéder un certain niveau. Plus précisément, le dispositif est articulé autour de deux seuils à partir desquels s'opèrent les contributions sur les revenus du parc nucléaire : un seuil de taxation et un seuil d'écrêtement, donnant lieu respectivement à deux taux de contribution de 50 % et 90 %. Ces seuils seront fixés par période triennale, par arrêtés ministériels, à partir des coûts complets de production d'électricité du parc historique évalués par la CRE, majorés d'un montant compris entre 5 €/MWh et 25 €/MWh pour le seuil de taxation et entre 35 €/MWh et 55 €/MWh pour le seuil d'écrêtement.

En application du décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 encadrant la méthodologie d'évaluation de ces coûts du nucléaire, la CRE a publié le 30 septembre 2025 son évaluation du coût complet, s'élevant à 60,3 $€_{2026}$/MWh sur la période 2026-2028 et à 63,4 $€_{2026}$/MWh sur la période 2029-2031.

L'arrêté du 11 février 2026 fixe les seuils de taxation et d'écrêtement à respectivement 78 €/MWh et 110 €/MWh pour les années 2026 à 2028.

Le décret n° 2026-55 du 4 février 2026 relatif aux conditions d'application du « Versement nucléaire universel » (VNU), fixe en particulier les éléments de calcul du montant du VNU et son transfert aux fournisseurs d'électricité au titre de la minoration sur les factures de leurs consommateurs. L'arrêté du 4 février 2026 précise les modalités selon lesquelles le versement nucléaire universel est mentionné sur les factures d'électricité.

Un arrêté fixera pour chaque année le montant de la minoration appliquée aux factures des consommateurs.

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

Cadre juridique des concessions hydrauliques

Le cadre juridique des concessions hydrauliques a vocation à être modifié. Le communiqué de presse du Premier ministre français du 28 août 2025 fait état d'un accord de principe entre la France et l'Union européenne en vue de résoudre les deux mises en demeure adressées à l'État français sur un supposé abus de position dominante d'EDF et sur l'absence de mise en concurrence des concessions hydroélectriques arrivées à échéance. Le cadre de l'accord de principe proposé par le gouvernement français repose sur trois volets :

- le passage d'un régime de concession à un régime d'autorisation pour l'exploitation de l'énergie hydraulique ;
- la possibilité de maintenir les exploitants en place, indispensable pour garantir la continuité de l'exploitation des ouvrages au regard des enjeux de sécurité de ces derniers, de gestion de l'eau, de maintien des compétences et des emplois locaux, et de retour de valeur sur les territoires, au bénéfice de l'intérêt général ;
- la mise en vente par EDF de 6 GW de capacités hydroélectriques à des tiers et au bénéfice final des consommateurs. Ces capacités virtuelles seront mises en vente sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et via des enchères concurrentielles.

L'accord proposé par le gouvernement français doit désormais être traduit dans la législation française, ce qui permettra de relancer le développement de l'hydroélectricité et la mise en chantier de nouveaux projets d'importance. Pour ce faire, la proposition de loi « visant à relancer les investissements dans le secteur de l'hydroélectricité pour contribuer à la transition énergétique », déposée le 13 janvier 2026, a été adoptée par l'Assemblée nationale le 5 février 2026 et doit désormais être examinée par le Sénat.

3.2 Composition du chiffre d'affaires

Les différentes composantes constituant le chiffre d'affaires sont les suivantes :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Ventes d'énergie*	**61 098**	**69 717**
dont électricité	*50 071*	*59 555*
dont gaz	*11 027*	*10 162*
Ventes de services et divers	**2 294**	**2 618**
MONTANT NET DU CHIFFRE D'AFFAIRES	**63 392**	**72 335**

* *Y compris la part acheminement des ventes d'électricité et de gaz.*

La baisse du chiffre d'affaires électricité de 9,5 milliards d'euros est principalement due à la diminution des ventes auprès des clients finals. Cette variation s'explique principalement par des effets prix sur les ventes au tarif réglementé et sur les offres de marché et par des effets volumes défavorables :

- s'agissant des ventes au tarif réglementé, l'effet prix défavorable résulte essentiellement de l'indexation des tarifs au 1er février 2025 (- 22,61 % HT sur les tarifs bleus résidentiels/- 22,67 % HT sur les tarifs bleus non résidentiels) ;
- s'agissant des ventes en offres de marché, la baisse des prix de marché observée explique également, pour l'essentiel, la diminution du chiffre d'affaires sur ce segment.

La baisse du chiffre d'affaires est également liée à des effets prix défavorables de l'énergie sur les obligations d'achat.

Concernant le gaz, l'augmentation du chiffre d'affaires de 0,9 milliard d'euros est liée principalement à une hausse des volumes de ventes réalisées avec EDF Trading (voir note 7).

Note 4 *Subventions*

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
SUBVENTIONS	**11 804**	**6 928**

À compter du 1er janvier 2025, le règlement ANC n° 2022-06 modifie les modalités de présentation des subventions d'investissement. Les quotes-parts de subventions d'investissement transférées au résultat sont dorénavant comptabilisées en résultat d'exploitation, conformément à la nouvelle définition du résultat exceptionnel, désormais restreinte aux évènements majeurs et inhabituels ainsi qu'à certains éléments spécifiques par nature.

Au 31 décembre 2025, le montant des quotes-parts de subventions d'investissement virées au résultat s'élève ainsi à 12 millions d'euros. À titre de comparaison, au 31 décembre 2024, ces montants figuraient en résultat exceptionnel pour un total de 13 millions d'euros (voir note 11).

Les subventions comprennent principalement les montants reçus ou à recevoir par EDF au titre des charges de service public de l'énergie à compenser au titre de 2025, qui se traduit dans les comptes par un produit de 11 752 millions d'euros en 2025 (6 861 millions d'euros en 2024), et qui se détaille comme suit :

- un produit de 8 885 millions d'euros (3 018 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre de la compensation des surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achats et complément de rémunération). Ce montant inclut notamment la compensation par l'État du montant à reverser aux producteurs à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 et dont la contrepartie est comptabilisée en « Autres produits et charges » (voir note 6) ;
- une régularisation de (109) millions d'euros de pertes de recettes 2023 et 2024 liées aux dispositifs de l'amortisseur et du bouclier tarifaire. Ces dispositifs ont pris fin le 31 janvier 2024 et avaient donné lieu à un produit de 1 562 millions d'euros au 31 décembre 2024 ;
- un produit de 2 976 millions d'euros au titre des zones non interconnectées et de solidarités (2 281 millions d'euros au 31 décembre 2024).

La contrepartie du produit de CSPE est comptabilisée en autres créances au 31 décembre 2025 (voir note 17 renvoi (4)).

Compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE)

Le mécanisme de compensation des charges de service public de l'énergie est issu d'une réforme établie par la loi de finances rectificative de 2015. Les charges de service public de l'énergie sont depuis :

- le 1er janvier 2021, compensées via le budget général de l'État ;
- la loi de finances initiale 2024, partiellement compensées par les compléments de prix ARENH ;
- la loi de finances initiale 2025, partiellement compensées au travers d'une quote-part d'accise sur le chauffage (électricité, gaz, fioul).

Ainsi, la loi de finances initiale 2025 prévoit au titre de la compensation des charges de l'année 2025 un programme budgétaire (P 345) « service public de l'énergie » doté de crédits à hauteur de 8,6 milliards d'euros pour compenser les surcoûts des contrats de soutien (obligations d'achat et compléments de rémunération) à la production des énergies renouvelables, de cogénération et de biogaz, les charges de solidarité des fournisseurs de gaz et d'électricité, ainsi que les charges liées à la péréquation tarifaire dans les Zones non interconnectées (ZNI). Les crédits budgétaires ont fait l'objet, en décembre 2025, d'un complément de 1,1 milliard d'euros au travers de la loi de finances de fin de gestion pour s'établir ainsi à 9,7 milliards d'euros en 2025.

Par ailleurs, les recettes de l'accise sur l'électricité (ancienne taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité, (TICFE)), sont reversées directement au budget général. L'accise sur l'électricité est collectée par les fournisseurs d'électricité directement auprès des consommateurs finals d'électricité sous la forme d'un prélèvement additionnel sur le prix de vente de l'électricité ou perçue directement auprès des producteurs qui produisent de l'électricité pour leurs propres besoins.

Le niveau de l'accise est fixé à 29,98 €/MWh depuis le 1er août 2025 pour le taux plein applicable aux particuliers. Par ailleurs, la législation prévoit également des taux réduits et des exonérations, en fonction de l'activité et de la consommation des entreprises.

Fermeture de la centrale de Fessenheim

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

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

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

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

À compter de sa date de découplage du réseau, la centrale de Fessenheim est entrée en phase de fin d'exploitation pendant une période d'environ cinq ans. Durant cette période, les tranches 1 et 2 continuent à être exploitées et maintenues en « Réacteur Complètement Déchargé » (RCD) puis en « Réacteur Sans Combustible » (RSC) jusqu'à la prise d'effet du décret de démantèlement attendue pour 2026.

Note 5 *Dotations et reprises sur dépréciations et provisions*

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2025	31/12/2024
Reprises sur provisions pour risques	**22.1**	**497**	**131**
Dotations aux provisions pour risques	**22.1**	**(337)**	**(88)**
Sous-total provisions pour risques		**160**	**43**
Pensions et obligations assimilées [1]	22.2.3	849	683
Gestion des combustibles nucléaires usés	22.2.1	1 202	1 113
Gestion à long terme des déchets radioactifs	22.2.1	333	348
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	22.2.1	284	274
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22.2.2	59	71
Autres provisions pour charges [2]	22.2.4	42	205
Reprises sur provisions pour charges		**2 769**	**2 694**
Pensions et obligations assimilées	22.2.3	(477)	(466)
Gestion des combustibles nucléaires usés [2]	22.2.1	(560)	(4 058)
Gestion à long terme des déchets radioactifs [3]	22.2.1	(29)	(869)
Déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs	22.2.1	(285)	(399)
Déconstruction des centrales thermiques classiques et hydrauliques	22.2.2	(328)	(131)
Autres provisions pour charges [2]	22.2.4	(54)	(70)
Dotations aux provisions pour charges		**(1 733)**	**(5 993)**
Sous-total provisions pour charges		**1 036**	**(3 299)**
Reprises sur dépréciations		**410**	**363**
Dotations aux dépréciations [4]		**(440)**	**(735)**
Sous-total dépréciations		**(30)**	**(372)**
DOTATIONS ET REPRISES SUR PROVISIONS ET DÉPRÉCIATIONS		**1 166**	**(3 628)**
dont reprises		*3 676*	*3 188*
dont dotations		*(2 510)*	*(6 816)*

(1) En 2025, ce poste intègre un montant de 68 millions d'euros induit par la suspension de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023 en lien avec l'adoption de la loi de financement de la sécurité sociale 2026 (voir note 22.2.3 renvoi (2)).

(2) En 2024, EDF avait complété la provision pour gestion des combustibles usés à hauteur de 3 291 millions d'euros au titre de la révision du scénario industriel d'entreposage des combustibles usés (voir notes 26 renvoi (1) et 26.1 des comptes sociaux au 31 décembre 2024).

(3) En 2024, EDF avait complété de 775 millions d'euros la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs au titre d'une révision des coûts de stockage (Cigéo) des déchets HA-MAVL (voir notes 26 renvoi (1) et 26.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2024).

(4) En 2024, EDF avait comptabilisé une dotation aux dépréciations de 115 millions d'euros visant à déprécier l'intégralité des immobilisations incorporelles associées au projet NUWARD, nettes de subventions (voir note 13 renvoi (1)).

Note 6 *Autres produits et charges*

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Autres produits	912	1 156
Transferts de charges*	-	88
Autres produits et transferts de charges	**912**	**1 244**
Autres charges	**(6 124)**	**(3 612)**
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES	**(5 212)**	**(2 368)**

* *Dès le 1er janvier 2025, le règlement ANC n° 2022-06 supprime la technique des transferts de charges. Ceux-ci sont comptabilisés au crédit des comptes de charges d'origine, à l'exception des transferts liés aux indemnités d'assurance présentés en « Autres produits » du résultat d'exploitation.*

Les autres charges d'exploitation s'élèvent à (6 124) millions d'euros en 2025 ((3 612) millions d'euros en 2024). Elles comprennent notamment les coûts relatifs aux certificats d'économies d'énergie (CEE) utilisés ou consommés sur l'exercice, les compensations financières versées par EDF à RTE au titre des écarts sur son périmètre d'équilibre, les pertes sur créances irrécouvrables, les redevances de logiciels, la valeur nette comptable des immobilisations mises au rebut, les redevances liées aux concessions hydrauliques ainsi que les compléments de rémunération versés aux producteurs d'énergies renouvelables.

Le complément de rémunération accordé aux producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables a été introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce mécanisme vient compléter celui des obligations d'achat en France. Il vise à garantir une rémunération raisonnable aux producteurs qui commercialisent directement leur énergie sur les marchés, en compensant l'écart de revenus entre le produit de cette vente et une rémunération de référence. À l'inverse, lorsque le produit de la vente est supérieur à cette rémunération de référence, le producteur doit reverser la différence perçue sous forme de prime négative.

En cas de prime négative, l'article 38 de la loi de finances rectificative 2022 prévoyait un mécanisme de partage de gain entre le producteur et les finances publiques pour tous les contrats de complément de rémunération qui prévoient une limite aux sommes dont le producteur est redevable. Ce mécanisme s'articulait autour d'un prix seuil déterminé par arrêté. En fonction du niveau de ce prix seuil, les producteurs pouvaient, soit bénéficier totalement du plafonnement prévu par leur contrat, soit bénéficier partiellement de ce plafonnement, soit voir leurs compléments de rémunération négatifs totalement déplafonnés. Par une décision n° 2023-1065 QPC du 26 octobre 2023, le Conseil constitutionnel a censuré l'article 38. Par la suite, l'article 230 de la loi de finances 2023 a instauré un déplafonnement total, à compter du 1er janvier 2022, des montants de primes négatives dues par les producteurs au titre des contrats de complément de rémunération qui prévoyaient initialement des plafonds. Dans sa décision n° 2024-1119/1125 QPC du 24 janvier 2025, le Conseil constitutionnel a censuré ce déplafonnement total, mais a différé l'effet de cette censure au 31 décembre 2025 au plus tard. Aucun dispositif législatif n'ayant été mis en place au 31 décembre 2025, les autres produits et charges comptabilisés au 31 décembre 2025 intègrent les effets de l'entrée en vigueur de cette censure. Ce mécanisme est compensé par la CSPE et donc sans impact sur le résultat d'exploitation d'EDF SA (voir note 4).

Les autres produits et charges comprennent également les charges et les produits liés à la fermeture de la centrale de Fessenheim, composés au 31 décembre 2025 :

- des charges à hauteur de 60 millions d'euros (les salaires et charges salariales liés à la main d'œuvre du site pour 16 millions d'euros, les achats de biens et de prestations de services pour 39 millions d'euros, les impôts et taxes notamment celles assises sur les rémunérations, les taxes sur l'énergie et les taxes locales pour 5 millions d'euros) ;
- de l'indemnisation prévue par le protocole portant sur l'anticipation des dépenses à hauteur de 23 millions d'euros enregistrée en subvention d'exploitation, selon les modalités de reconnaissance au compte de résultat explicitées ci-dessus en note 4.

Certificats d'économies d'énergie

Principes et méthodes comptables

Les fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et carburants pour automobiles) dont les ventes excédent un seuil, sont soumis à des obligations d'économies d'énergie.

Pour satisfaire cette obligation, EDF dispose de trois sources d'approvisionnement : l'accompagnement des consommateurs dans leurs opérations d'efficacité énergétique, le financement de programmes CEE approuvés par l'État et des achats de certificats sur le marché secondaire.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'économies d'énergie conformément aux articles 616-1 à 616-23 du règlement 2014-03 relatif au Plan Comptable Général, modifié par le règlement 2024-02 du 5 juillet 2024.

Les certificats d'économies d'énergie sont détenus par EDF afin de se conformer aux exigences de la réglementation relative aux économies d'énergie. En conséquence, EDF applique le modèle « Économies d'énergie » défini par le règlement 2014-03 de l'ANC.

Les certificats obtenus ou en cours d'obtention sont enregistrés en stock à leur coût de production ou d'acquisition et évalués selon la méthode du « premier entré, premier sorti ».

À la date d'arrêté, une position nette est présentée dans les comptes :

- un actif (en-cours de production et autres stocks) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont supérieures aux obligations d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention, permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il est consommé au fur et à mesure de la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ; ou
- un passif (provision pour autres charges) est comptabilisé si les économies d'énergie réalisées sont inférieures aux obligations d'économies d'énergie. Le passif correspond au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il est éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économies d'énergie permettant l'obtention des certificats, ou par l'achat des certificats.

Note 7 *Consommations de l'exercice en provenance de tiers*

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Achats de matières premières et autres approvisionnements [1]	27 935	29 054
Variation de stocks [1]	-	249
Autres achats et charges externes [2]	19 848	18 885
TOTAL CONSOMMATIONS DE L'EXERCICE EN PROVENANCE DE TIERS	**47 783**	**48 188**

(1) Les achats de matières premières et autres approvisionnements comprennent les achats consommés de combustibles. Ces derniers intègrent les coûts relatifs aux matières premières pour la production d'énergie (combustible nucléaire, matières fossiles, gaz principalement et en proportion peu significative charbon et fioul), les achats de prestations rattachées au cycle du combustible nucléaire ainsi que les achats d'énergie liés au mécanisme des obligations d'achat. La variation du poste s'explique principalement par des achats d'électricité réalisés à des conditions de prix plus favorables dans un contexte d'amélioration de la production nucléaire (voir note 2.1.5).
Les achats consommés de gaz augmentent en lien avec la hausse du chiffre d'affaires sur le gaz.
La hausse observée sur les achats de gaz concerne majoritairement les achats réalisés sur les marchés internationaux.
Ce poste comprend également les certificats d'émission de gaz à effet de serre consommés (voir note 16) :
- au 31 décembre 2025, le volume des émissions s'élève à 3 millions de tonnes (3 millions de tonnes au 31 décembre 2024) ;
- en 2025, EDF a restitué 3 millions de tonnes au titre des émissions réalisées en 2024 (4 millions de tonnes en 2024 au titre des émissions réalisées en 2023).

(2) Les autres achats et charges externes comprennent principalement les achats de services constitués essentiellement des redevances d'accès au réseau de distribution facturées par la filiale Enedis. Hors acheminement, les achats de services baissent de 160 millions d'euros entre les deux périodes et intègrent, en 2024, 181 millions d'euros de coûts liés aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 sans équivalent en 2025.

Note 8 *Impôts, taxes et versements assimilés*

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Impôts et taxes sur rémunérations	209	201
Impôts et taxes liées à l'énergie	1 187	1 120
Contribution Économique Territoriale	383	449
Taxes foncières	344	328
Autres impôts et taxes	395	368
TOTAL IMPÔTS ET TAXES	**2 518**	**2 466**

Note 9 *Dotations aux amortissements*

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Sur immobilisations incorporelles	385	389
Sur immobilisations corporelles :		
• du domaine propre	4 566	4 213
• du domaine concédé [1]	383	358
Dotations aux amortissements des immobilisations	**5 334**	**4 960**
Autres dotations aux amortissements [2]	-	29
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**5 334**	**4 989**

(1) Les dotations relèvent du domaine des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires et des concessions d'énergie hydraulique.

(2) Dès le 1er janvier 2025, selon le règlement ANC n° 2022-06, l'étalement des frais d'émissions d'emprunts est inscrit dans le résultat financier (voir note 10 renvoi (10)). Au 31 décembre 2024, ce montant était de 29 millions d'euros et figurait sur la ligne « Autres dotations aux amortissements ».

Note 10 *Résultat financier*

(en millions d'euros)	31/12/2025		31/12/2024	
Produits financiers de participations [1]		**4 080**		**4 719**
Produits des autres valeurs mobilières et des créances de l'actif immobilisé		**1 836**		**1 952**
Charges et produits d'intérêts et assimilés		**(3 277)**		**(4 309)**
• *Charges sur dettes financières long terme après couvertures* [2]	*(2 912)*		*(3 322)*	
• *Autres* [3]	*(365)*		*(987)*	
Résultat de change [4]		**(446)**		**(153)**
Résultat de cession des TIAP et des immobilisations financières [5]		**735**		**-**
Résultat de cession des valeurs mobilières de placement et d'instruments de trésorerie		**(7)**		**(388)**
Dotations/reprises de provisions dont :		**7 912**		**(3 631)**
• *Charges d'actualisation avantages au personnel*	*(846)*		*(808)*	
• *Charges d'actualisation provisions nucléaires* [6]	*(1 902)*		*(1 753)*	
• *Dépréciation sur TIAP actifs dédiés* [7]	*(10)*		*272*	
• *Dépréciation valeurs mobilières de placement* [7]	*(47)*		*289*	
• *Dépréciation sur titres de participation* [8]	*10 235*		*(1 959)*	
• *Provision pour pertes de change* [9]	*51*		*6*	
• *Provision sur frais d'émissions d'emprunts* [10]	*(30)*		*-*	
• *Reprises sur provisions, dépréciations*	*579*		*397*	
RÉSULTAT FINANCIER		**10 833**		**(1 810)**

(1) Les dividendes reçus concernent principalement :
- *EDF International détenant EDF Trading, C3, EDF Immo et EDF Développement Environnement (EDEV) (2 995 millions d'euros sans équivalent en 2024).Au 31 décembre 2025, les entités EDF Holding, C3, EDEV et EDF Immo ont été fusionnées au sein d'EDF International tenant compte d'une rétroactivité comptable et fiscale au 1er janvier 2025. Ainsi, le dividende de 2 995 millions d'euros résulte respectivement des dividendes versés en 2025 à EDF SA par EDF Holding (2 618 millions d'euros), C3 (296 millions d'euros), EDF Immo (81 millions d'euros) qui sont à considérer comme émanant d'EDF International du fait de la rétroactivité de l'opération de fusion ;*
- *EDF Holding détenant EDF Trading (3 704 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;*
- *C3 détenant EDF Investissements Groupe (257 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;*
- *EDF Développement Environnement (EDEV) (52 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;*
- *EDF Immo (37 millions d'euros en 2024 sans équivalent en 2025) ;*
- *Enedis (448 millions d'euros en 2025 sans équivalent en 2024) ;*
- *EDF Production Électrique Insulaire (PEI) (112 millions d'euros en 2025 et 107 millions d'euros en 2024) ;*
- *Framatome (75 millions d'euros en 2025 et 51 millions d'euros en 2024) ;*
- *C71 (75 millions d'euros en 2025 et 5 millions d'euros en 2024) ;*
- *Eureizen (62 millions d'euros en 2025 et 35 millions d'euros en 2024) ;*
- *EDF Nam Theun Holding (60 millions d'euros en 2025 et 84 millions d'euros en 2024) ;*
- *C73 (59 millions d'euros en 2025 et 7 millions en 2024) ;*
- *CTE détenant RTE (22 millions d'euros en 2025 et 119 millions d'euros en 2024) ;*
- *C45 (12 millions d'euros en 2025 et 16 millions d'euros en 2024) ;*
- *C96 (11 millions d'euros en 2025 sans équivalent en 2024) ;*
- *Altaroad (11 millions d'euros en 2025 et 11 millions d'euros en 2024) ;*
- *C93 (8 millions d'euros en 2025 et 39 millions d'euros en 2024).*

(2) La diminution des charges d'intérêt résulte principalement de la baisse du coût des emprunts.

(3) Ce poste concerne principalement les charges financières sur dettes court terme.

(4) Au 31 décembre 2025, le résultat de change concerne principalement les instruments financiers à terme en raison principalement de la dépréciation du dollar américain et de la livre sterling sur 2025.

(5) À compter du 1er janvier 2025, le règlement ANC n° 2022-06 modifie les modalités de présentation des plus-values nettes de cession des titres inscrits en actifs dédiés (TIAP). Ces plus-values sont désormais comptabilisées en résultat financier, conformément à la nouvelle définition du résultat exceptionnel, désormais restreinte aux évènements majeurs et inhabituels ainsi qu'à certains éléments spécifiques par nature.
Au 31 décembre 2025, le montant des plus-values nettes de cession des TIAP des actifs dédiés s'élève à 2 287 millions d'euros, présentées en résultat financier conformément aux nouvelles règles. À titre de comparaison, au 31 décembre 2024, ces montants figuraient en résultat exceptionnel pour un total de 583 millionsd'euros (voir note 11). Par ailleurs, EDF a cédé les titres Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France à Arabelle Solutions. Le résultat de cession de cette opération est de (1 553) millions d'euros.

(6) En 2025, l'effet d'actualisation comprend la charge de désactualisation pour (2 417) millions d'euros et les effets d'un changement de taux (voir note 22.2.1.5) pour les provisions non adossées à des actifs pour 515 millions d'euros.
En 2024, l'effet d'actualisation comprenait la charge de désactualisation pour (2 267) millions d'euros et les effets d'un changement de taux (voir note 22.2.1.5) pour les provisions non adossées à des actifs pour 514 millions d'euros.

(7) La variation s'explique par une moindre évolution favorable des marchés financiers en 2025 par rapport à 2024.

(8) Dont la comptabilisation en 2025 d'une reprise de dépréciation des titres de participation EDF International à hauteur de 8 922 millions d'euros (voir note 15.1 renvoi (5)). Par ailleurs, EDF a procédé en 2025 à la comptabilisation d'une reprise des dépréciations constituées pour un montant total de 1 530 millions d'euros (1 528 millions d'euros pour les titres Arabelle Solutions France et 2 millions d'euros concernant les titres Arabelle Electronics France) à l'occasion de la cession de l'intégralité de ces titres par EDF au profit d'Arabelle Solutions (voir notes 10 renvoi (5) et 15.1 renvois (1) et (5)).
Dont la comptabilisation en 2024 de dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV) à hauteur de 1 330 millions d'euros et EDF International à hauteur de 390 millions (voir note 15.1 renvoi (5)).

(9) Voir note 22.1 renvoi (1).

(10) Voir note 9 renvoi (2).

Note 11 *Résultat exceptionnel*

À compter du 1er janvier 2025, EDF applique la nouvelle définition du résultat exceptionnel.

Conformément à l'article 513-5 du règlement ANC n° 2022-06 relatif au Plan Comptable Général, seuls peuvent désormais être comptabilisés en résultat exceptionnel :

- les produits et charges directement liés à un évènement à la fois majeur et inhabituel ;
- certains éléments spécifiques par nature, notamment les amortissements dérogatoires.

Au 31 décembre 2024, le résultat exceptionnel s'élevait à 703 millions d'euros, composé principalement de :

- 583 millions d'euros de plus-values nettes sur cessions de TIAP des actifs dédiés ;
- 169 millions d'euros de reprises nettes d'amortissements dérogatoires ;
- 13 millions d'euros de quotes-parts de subventions d'investissement virées au résultat de l'exercice (voir note 4) ;
- 7 millions d'euros de résultat de cession net d'immobilisations corporelles et incorporelles cédées ;
- (31) millions d'euros de valeurs nettes comptables des immobilisations incorporelles mises au rebut ;
- (31) millions d'euros de provision pour contentieux fiscaux.

En application de la nouvelle définition du résultat exceptionnel, les reclassements suivants ont été effectués :

- les plus-values nettes de cession des TIAP des actifs dédiés sont désormais présentées en résultat financier pour un montant de 2 287 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 10 renvoi (5)) ;
- les quotes-parts de subventions d'investissement virées au résultat sont désormais intégrées dans la ligne « Subventions » du résultat d'exploitation, pour un montant de 12 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 4) ;
- la provision pour contentieux fiscaux n'a pas un caractère majeur et inhabituel. Aussi, les mouvements comptabilisés au cours de l'exercice 2025 sont désormais intégrés dans la ligne « Impôts sur les bénéfices », pour un montant de 196 millions d'euros au 31 décembre 2025 pour la part destinée à couvrir des redressements d'impôt sur les bénéfices (voir note 12.2), en résultat courant au sein de la ligne « Provisions pour autres charges », pour un montant de (1) million d'euros au 31 décembre 2025 concernant la part couvrant des contentieux liés à l'activité normale et courante de l'entreprise autres que les redressements d'impôt sur les bénéfices et en résultat financier pour un montant de 3 millions d'euros pour la part financière associée à l'ensemble des chefs de redressements couverts par la provision pour contentieux fiscaux ;
- les produits de cession et valeurs nettes comptables des immobilisations corporelles et incorporelles cédées sont présentés distinctement au sein du résultat d'exploitation (voir compte de résultat) ;
- les valeurs nettes comptables des immobilisations incorporelles mises au rebut sont désormais intégrées dans la ligne « Autres charges » du résultat d'exploitation pour un montant de (216) millions d'euros au 31 décembre 2025 au même titre que les valeurs nettes comptables des immobilisations corporelles mises au rebut.

Au 31 décembre 2025, le résultat exceptionnel s'élève à 121 millions d'euros, composés principalement de 122 millions d'euros de reprises nettes d'amortissements dérogatoires.

Note 12 *Impôt sur les bénéfices*

12.1 Groupe fiscal

Depuis le 1er janvier 1988, la société intégrante EDF SA et ses filiales intégrées forment entre elles un groupe soumis au régime de l'intégration fiscale prévu aux articles 223 A à 223 U du Code général des impôts. Le périmètre d'intégration de l'exercice 2025 comprend 325 filiales dont notamment Enedis, EDF International, EDF power solutions et Dalkia.

12.2 Impôt sur les sociétés

La société intégrante EDF SA, conformément aux dispositions de l'article 223 A du Code général des impôts, s'est constituée seule redevable de l'impôt sur les sociétés et des contributions additionnelles à l'impôt sur les sociétés.

La convention d'intégration fiscale liant les sociétés membres du groupe fiscal prévoit le principe de neutralité. En application de ce principe, chaque filiale verse à la société intégrante à titre de contribution au paiement de l'impôt sur les sociétés du groupe une somme égale à l'impôt qui aurait grevé son résultat si elle avait été imposable distinctement.

La convention d'intégration fiscale conclue entre EDF SA et les filiales membres du groupe fiscal prévoit qu'EDF SA restitue à ses filiales déficitaires l'économie d'impôt procurée par leurs déficits au rythme de la réalisation de leurs bénéfices futurs et en application des règles de droit commun d'utilisation des déficits.

La ligne « Impôt sur les sociétés » inscrite au compte de résultat au titre de l'exercice 2025 de (1 068) millions d'euros intègre :

- une charge d'impôt de la société intégrante EDF SA de (1 264) millions d'euros au titre de l'exercice 2025 ((1 083) millions d'euros de charge d'impôt en 2024), après imputation des déficits reportables à hauteur de 1 335 millions d'euros, se décomposant comme suit :
  - > une charge de (1 563) millions d'euros au titre du résultat courant bénéficiaire 2025,
  - > une charge de (66) millions d'euros au titre du résultat exceptionnel,
  - > un produit de 365 millions d'euros au titre des retraitements liés à l'intégration fiscale ;
- une reprise nette de provision pour contentieux fiscaux de 196 millions d'euros pour la part destinée à couvrir les redressements d'impôts sur les bénéfices n'ayant pas un caractère majeur et inhabituel (voir note 11) en application du règlement ANC n° 2022-06.

Contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés

Introduite par la loi de finances 2025 votée en février 2025, la contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés correspond à 41,2 % de la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2024 et 2025. Elle s'élève à (538) millions d'euros au 31 décembre 2025 pour EDF SA en qualité de mère de l'intégration fiscale.

Le projet de loi de finances 2026 qui, au sein de l'article 4, prévoyait une prorogation de la contribution exceptionnelle pour l'exercice 2026, a été adopté le 2 février 2026. Aussi, l'impact de cette contribution exceptionnelle calculée sur la moyenne de l'impôt sur les sociétés dû au titre de 2025 et 2026 sera comptabilisé dans les comptes sociaux au 31 décembre 2026 (dont (266) millions d'euros au titre de l'année 2025).

Dispositif dit « Pilier 2 »

Le groupe EDF se conforme aux dispositions relatives à la règlementation dite Pilier 2. Pour répondre aux préoccupations concernant la diminution des bases d'imposition à l'impôt sur les sociétés et le transfert de bénéfices fiscaux entre États au sein des grandes sociétés multinationales, un accord a été trouvé en 2021 au niveau mondial entre plus de 135 juridictions visant à introduire un taux d'imposition minimum de 15 %.

Ce dispositif fait encore l'objet de discussion en vue de sa simplification. Au titre de l'année 2025, l'impact de cette règlementation dans les comptes consolidés du groupe EDF comme dans les comptes sociaux d'EDF SA est inférieur à 10 millions d'euros.

12.3 Crédits d'impôt

Le tableau suivant recense le montant et la nature des différents crédits d'impôt, comptabilisés par EDF SA, venant en diminution de la charge d'impôt sur les bénéfices au 31 décembre 2025.

(en millions d'euros)	31/12/2025
Crédit d'impôt recherche	31
Mécénat	12
Autres crédits d'impôt*	1
TOTAL CRÉDITS D'IMPÔTS	**44**

* *Les autres crédits d'impôt comprennent notamment le crédit d'impôt lié aux retenues à la source et le crédit d'impôt famille.*

12.4 Situation fiscale différée et latente

La fiscalité différée et latente n'est pas traduite dans les comptes établis conformément au règlement ANC n° 2014-03 relatif au Plan Comptable Général.

Les impôts différés traduisent l'effet des différences entre les bases comptables et les bases fiscales. Il s'agit notamment des différences temporaires :

- les impôts différés actifs traduisent des charges qui seront fiscalement déductibles ultérieurement ou des reports déficitaires qui entraîneront une diminution d'assiette fiscale ;
- les impôts différés passifs traduisent soit des anticipations de déductions fiscales, soit des produits qui seront ultérieurement taxables et qui entraîneront un accroissement de l'assiette fiscale.

EDF SA intègre dans ses positions différées et latentes, les déficits générés au niveau du groupe d'intégration fiscale, en qualité de société mère de l'intégration fiscale.

Les bases d'impôts différés et latents évoluent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024	Variation
1. Différences temporaires générant un actif d'impôt			
• Provisions non déductibles [1]	(17 878)	(17 803)	(75)
• Instruments financiers et écarts de conversion	(3 739)	(6 510)	2 771
• Autres	(1 497)	(1 535)	38
Total actif d'impôt - taux de droit commun	**(23 114)**	**(25 848)**	**2 734**
2. Différences temporaires générant un passif d'impôt			
• Instruments financiers et écarts de conversion	(865)	4 603	(5 468)
• Autres	3 696	3 674	22
Total passif d'impôt - taux de droit commun	**2 831**	**8 277**	**(5 446)**
• Plus-value en sursis d'imposition	-	-	-
• Provisions pour dépréciation taxables au taux de 15 %	(120)	(71)	(49)
Total actif d'impôt - taux réduit	**(120)**	**(71)**	**(49)**
SITUATION FISCALE DIFFÉRÉE (EN BASE)	**(20 403)**	**(17 642)**	**(2 761)**
Créance future d'impôt au taux de droit commun	**8 638** [2]	**9 259**	**(621)**
Créance future d'impôt au taux réduit	**18**	**11**	**7**

(1) Elles concernent principalement les avantages du personnel postérieurs à l'emploi ainsi que les économies d'impôt latentes résultant des charges dont la déductibilité est provisoirement remise en cause dans le cadre des contentieux fiscaux en cours.

(2) Dont 3,4 milliards d'euros au titre des déficits restant à reporter dans le cadre de l'intégration fiscale et 5,2 milliards d'euros au titre de la situation fiscale différée au taux de droit commun en vigueur au 31 décembre 2025.

Bilan

Note 13 *Immobilisations incorporelles*

Principes et méthodes comptables

Frais de recherche et développement

Les dépenses de recherche sont comptabilisées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les frais de développement qui remplissent les critères d'inscription à l'actif figurant à l'article 211-5 du Plan Comptable Général sont comptabilisés en immobilisations incorporelles et amortis linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible comprise entre 3 et 27 ans.

Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires

Les redevances versées en contrepartie de l'utilisation de logiciels en mode SaaS (Software as a Service) sont comptabilisées en charges au fur et à mesure des prestations rendues. Les coûts de mise en œuvre (notamment configuration, adaptation, paramétrage, interfaces) des logiciels mis à disposition via un droit d'accès (SaaS) sont immobilisés et amortis en application du règlement ANC n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques.

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité prévisibles entre 1 et 30 ans, qu'elles soient générées en interne ou acquises, et donnent lieu, le cas échéant, à la comptabilisation d'un amortissement dérogatoire.

Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles se composent essentiellement de réservations de capacités de stockage de déchets et de la cartographie des réseaux. Les capacités de stockage des déchets sont amorties variablement sur la base d'unités d'œuvre, en fonction du volume de déchets ajouté. La cartographie des réseaux est amortie linéairement sur une durée de 10 ans.

Les autres immobilisations incorporelles sont amorties linéairement sur la base de leur durée d'utilité prévisible comprise entre 2 et 30 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges : aucun coût d'emprunt n'est incorporé dans le coût des immobilisations incorporelles.

		Augmentations			Diminutions		
Valeurs brutes (en millions d'euros)	**Montants cumulés au 31/12/2024**	**Acquisitions**	**Créations**	**Virements de poste à poste**	**Liées aux éléments mis hors service**	**Virements de poste à poste**	**Montants cumulés au 31/12/2025**
Frais de développement [1]	262	-	-	5	-	-	267
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires [2]	3 642	-	-	462	(212)	-	3 892
Autres immobilisations incorporelles	297	-	-	6	(7)	(7)	289
Immobilisations incorporelles en cours, avances et acomptes [3]	2 908	1 444	95	10	(213)	(473)	3 771
TOTAL VALEURS BRUTES DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	**7 109**	**1 444**	**95**	**483**	**(432)**	**(480)**	**8 219**

Amortissements cumulés (en millions d'euros)	**Montants cumulés au 31/12/2024**	**Dotations sur éléments amortis selon les modes linéaires et variables [4]**	**Liées aux éléments mis hors service**	**Montants cumulés au 31/12/2025**
Frais de développement	(96)	(3)	-	(99)
Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires [2]	(2 360)	(386)	208	(2 538)
Autres immobilisations incorporelles	(111)	(14)	8	(117)
Total amortissements des immobilisations incorporelles	**(2 567)**	**(403)**	**216**	**(2 754)**
Total dépréciations des immobilisations incorporelles [1]	**(242)**	**(123)**	**38**	**(327)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	**4 300**	**1 496**	**(658)**	**5 138**

(1) Les lignes « Frais de développement » et « Dépréciations des immobilisations incorporelles » intègrent au 31 décembre 2025 des études associées aux SMR (Small Modular Reactors) pour 166 millions d'euros ayant fait l'objet d'une mise en service en 2023. Ces études ont fait l'objet d'une dépréciation en 2024 de l'intégralité du montant immobilisé à date pour un montant net de subventions à hauteur de (115) millions d'euros à la suite d'une nouvelle orientation stratégique du projet (voir descriptif ci-dessous et note 5 renvoi (4)).

(2) La ligne « Concessions, brevets, licences, marques, procédés, solutions informatiques, droits et valeurs similaires » intègre au 31 décembre 2025 les coûts de mise en œuvre des logiciels mis à disposition via un droit d'accès (contrats SaaS) et les amortissements associés en application du règlement ANC n° 2023-05 du 10 novembre 2023 relatif aux solutions informatiques pour un montant non significatif.

(3) Les immobilisations incorporelles en cours intègrent notamment, au 31 décembre 2025, les études relatives à EPR2 pour 3 070 millions d'euros (2 344 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(4) Amortissement variable sur la base des unités d'œuvres.

Descriptifs des principaux projets en cours et investissements de la période

Nouveaux réacteurs nucléaires en France : le projet « EPR2 »

Le 10 février 2022, le président de la République a annoncé le lancement d'un programme de construction de six EPR2 d'ici à 2035 et d'études pour huit EPR2 additionnels d'ici à 2050. Il a également précisé qu'EDF construira et exploitera ces nouveaux EPR2.

EDF prévoit de construire les six premiers EPR2 sous la forme de trois paires de tranches sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes).

À la suite de l'année 2024 qui a vu l'aboutissement de plusieurs étapes importantes pour le projet EPR2 (passage en « detailed design » pour les bâtiments nucléaires et feu vert de l'ASNR (Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection) pour le lancement des fabrications des composants primaires), l'année 2025 a été marquée par les réalisations suivantes :

- le Conseil d'administration d'EDF du 19 juin 2025 a validé les principes du financement des six réacteurs EPR2 agréés avec l'État. Ils prévoient notamment un cofinancement du programme entre l'État et EDF et des mesures de soutien public de trois ordres :
  - un prêt public à conditions bonifiées couvrant plus de 50 % des coûts de construction,
  - un contrat pour différence garantissant un revenu en période d'exploitation,
  - un partage des risques permettant de responsabiliser EDF sur les risques qui relèvent de sa responsabilité tout en offrant une protection contre les évènements qui échappent à son contrôle,

  Ces mesures restent à être validées par la Commission européenne afin de s'assurer de leur conformité aux dispositions relatives aux aides d'État telles que définies dans le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), dans la perspective d'une décision finale d'investissement d'EDF fin 2026. Le dossier de notification a été déposé par l'État français en novembre 2025 ;
- EDF a présenté à son Conseil d'administration le 18 décembre 2025, le devis prévisionnel du programme de construction des six EPR2 sur les sites de Penly, Gravelines et Bugey. Ce devis prévisionnel s'établit à 72,8 milliards d'euros$_{2020}$ et sera audité au premier trimestre 2026 par la Délégation interministérielle au nouveau nucléaire (DINN). Pour l'année 2026, le Conseil d'administration a validé une enveloppe budgétaire de 2,7 milliards d'euros allouée au programme (voir note 2.1.3).

Concernant les sites de construction :

- sur le site de Penly :
  - en juin 2024, par un décret portant autorisation environnementale, EDF a été autorisé à réaliser des travaux préparatoires. Cette autorisation a fait l'objet d'un recours non suspensif devant le Conseil d'État qui a été rejeté le 22 décembre 2025. Le projet de Penly a fait l'objet d'une reconnaissance d'intérêt général par décret du Conseil d'État le 25 janvier 2025,
  - les travaux préparatoires débutés en 2024 se sont intensifiés en 2025, avec en particulier le renforcement de la digue existante, le déroctage de la falaise, la mise en place de bases vie provisoires, l'agrandissement de la plateforme en mer, la vidange des anciennes fouilles, la construction du poste d'accès chantier (qui s'est achevée en janvier 2026) et du parking d'entrée de site,
  - le dossier DAC (Décret d'Autorisation de Création) a été envoyé mi-décembre 2025 pour enquête publique,
- sur le site de Gravelines :
  - le débat public engagé en septembre 2024 s'est achevé en janvier 2025. À l'issue de ce débat, le Conseil d'administration d'EDF a décidé le 20 mai de poursuivre le projet de construction des deux EPR2 sur le site de Gravelines. Le projet est entré dans une phase structurante avec le lancement du dispositif « Grand Chantier » le 18 juin 2025, et a été reconnu d'intérêt général par un décret en Conseil d'État du 17 juillet 2025. Une Mise En Compatibilité des Documents d'Urbanisme a été sollicitée et a donné lieu à concertation préalable à l'été 2025. EDF a initié à partir de septembre 2025 la concertation continue avec pour ambition de poursuivre l'information et le dialogue avec le public autour du projet dans la durée. EDF a déposé fin octobre une demande d'autorisation environnementale relative aux travaux préparatoires ;
- sur le site de Bugey :
  - à l'issue du débat public sur le projet de construction de deux EPR2 à Bugey qui s'est tenu de janvier à mai 2025, EDF a annoncé fin septembre 2025 sa décision de poursuivre le projet en y apportant des modifications sur la base des éléments recueillis et de déposer les demandes d'autorisations administratives nécessaires à sa réalisation. La reconnaissance de Projet d'Intérêt Général a été sollicitée fin novembre 2025.

Au 31 décembre 2025, le projet se compose de 3 070 millions d'euros d'immobilisations incorporelles (voir note 13 renvoi (3)) et 1 159 millions d'immobilisations corporelles (voir note 14 renvoi (3)).

NUWARD, le projet de petits réacteurs modulaires nucléaires en France (SMR « Small Modular Reactors »)

En 2024, NUWARD avait fait évoluer son approche pour proposer dès le début des années 2030 un produit simple, modulaire et préfabriqué en usine, reposant sur des briques technologiques éprouvées, permettant d'offrir à ses clients des centrales clefs en main rapides à construire, sûres et compétitives. Compte tenu de la réorientation du projet, le Groupe avait déprécié au 31 décembre 2024 l'intégralité des montants immobilisés à date au titre de ce projet pour un montant net de subventions, inscrit respectivement dans les comptes sociaux d'EDF SA et de la filiale NUWARD. EDF SA avait comptabilisé une dépréciation d'immobilisations incorporelles de (115) millions au titre des montants investis pendant la phase d'avant-projet sommaire (APS) (voir notes 5 renvoi (4) et 13 renvoi (1)).

En 2025, NUWARD a fait évoluer son modèle d'affaires vers la cogénération pour mieux répondre aux besoins de ses clients industriels en réétudiant des scénarios permettant de produire jusqu'à 400 MWe et 290 MWt. En parallèle, les études se sont poursuivies en vue de simplifier et de modulariser l'architecture. Enfin, NUWARD mène des négociations actives avec des clusters industriels européens et des partenaires pour lancer son premier projet SMR.

Note 14 *Immobilisations corporelles*

Principes et méthodes comptables

Les immobilisations corporelles sont présentées sur deux rubriques à l'actif du bilan, en fonction de l'activité et du cadre contractuel dans lesquels elles sont utilisées :

- immobilisations du domaine propre, essentiellement constituées d'installations nucléaires de production ;
- immobilisations du domaine concédé.

Évaluation initiale

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de production :

- le coût des installations réalisées en interne comprend tous les coûts de main-d'œuvre, de pièces et tous les autres coûts de production incorporables à la construction de l'actif ;
- le coût des immobilisations comprend également l'estimation initiale des coûts de déconstruction. Ces coûts sont comptabilisés à l'actif en contrepartie des provisions constituées au titre de ces obligations. Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont évalués et valorisés aux mêmes conditions que la provision dont ils sont la contrepartie (voir note 22.2.1) ;
- pour les installations de production nucléaire, aux coûts de déconstruction s'ajoutent les coûts des derniers cœurs (voir note 22.2.1).

Quand une partie de la déconstruction d'une centrale est à la charge d'un partenaire, le remboursement attendu est comptabilisé à l'actif en produit à recevoir.

Les dépenses de sécurité engagées à la suite d'obligations légales ou réglementaires sous peine d'interdictions administratives d'exploitation sont immobilisées.

Les pièces de sécurité stratégiques des installations de production constituent des immobilisations corporelles. Elles sont amorties sur la durée de vie résiduelle des installations.

Les opérations nécessaires à la poursuite de l'exploitation des installations de production réalisées lors des programmes d'arrêt, en particulier pendant les inspections dites majeures, sont immobilisées et amorties sur la durée correspondant à l'intervalle entre deux inspections.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif et encourus pendant la période de construction sont comptabilisés en charges : aucun coût d'emprunt n'est incorporé dans le coût des immobilisations corporelles.

Modes et durées d'amortissement

Les immobilisations sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité, définie comme la période sur laquelle l'entreprise prévoit de retirer de leur utilisation un avantage économique futur, et donnent lieu, le cas échéant, à la comptabilisation d'un amortissement dérogatoire.

Les durées d'utilité attendues pour les principaux ouvrages sont les suivantes :

	Domaine propre		Domaine concédé	
	Durées	Modes d'amortissements	Durées	Modes d'amortissements
Constructions et agencements de terrains	10 à 75 ans	Linéaire	10 à 75 ans	Linéaire
Tranches de production nucléaire	40 à 50 ans	Linéaire et dérogatoire		
Matériel et outillage industriel hors réseau	3 à 50 ans	Linéaire et dérogatoire	5 à 75 ans	Linéaire
Réseau	5 à 50 ans	Linéaire et dérogatoire	10 à 60 ans	Linéaire
Autres immobilisations corporelles	3 à 25 ans	Linéaire et dérogatoire	3 à 75 ans	Linéaire

Quel que soit le domaine, propre ou concédé, les terrains nus ne sont pas amortissables. Les durées d'amortissement retenues tiennent compte, pour les ouvrages concédés, des durées des contrats de concession.

Contrats de concession

EDF est concessionnaire de deux types de concessions :

- les concessions de distribution publique d'électricité, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes) ;
- les concessions d'énergie hydraulique, dont le concédant est l'État.

Le traitement comptable des concessions suit certaines dispositions du guide comptable des entreprises concessionnaires de 1975 en l'absence de dispositions spécifiques du Plan Comptable Général.

Concessions de distribution publique d'électricité

EDF est concessionnaire des réseaux de distribution publique insulaires (Corse, DOM) selon des contrats de concession établis d'après un cahier des charges type approuvé par les pouvoirs publics. Les contrats de concession signés depuis 2018, relèvent de l'accord-cadre 2017 négocié avec la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et France Urbaine, les autres contrats relevant quant à eux de l'accord-cadre signé avec la FNCCR en 1992 (mis à jour en 2007).

Les biens en concession sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé à l'actif du bilan, quelle que soit l'origine du financement, pour leur coût d'acquisition ou à leur valeur estimée d'apport pour les biens remis par le concédant. La contrepartie des biens remis gratuitement par les concédants figure au passif du bilan.

Concessions d'énergie hydraulique

Les contrats de concession d'énergie hydraulique relèvent d'un cahier des charges type approuvé par décret.

Les immobilisations concédées comprennent, pour les concessions accordées avant 1999, les seuls ouvrages de production hydraulique (barrages, conduites, turbines...), et pour les autres concessions, les ouvrages de production hydraulique et les ouvrages d'évacuation d'électricité (alternateurs...).

Les biens concédés sont inscrits en immobilisations corporelles du domaine concédé pour leur coût d'acquisition et sont amortis sur leur durée d'utilité.

Par ailleurs, les immobilisations concédées donnent lieu à un amortissement de caducité au passif du bilan (voir note 21.2).

D'une durée de 75 ans, la majeure partie des concessions échues avant 2012 a été renouvelée pour des durées de 30 à 50 ans. En revanche, pour 46 concessions échues à ce jour, l'État n'a pas encore procédé à leur renouvellement. Depuis leur date d'échéance, ces concessions se trouvent par conséquent sous le régime dit des « délais glissants », instauré par la loi. Lorsque, à la date d'expiration du contrat de concession, une nouvelle concession n'a pas été instituée, « ce titre est prorogé aux conditions antérieures jusqu'au moment où est délivrée la nouvelle concession », de façon à assurer la continuité de l'exploitation jusqu'au renouvellement effectif (art. L. 521-16 al. 3 du Code de l'énergie).

Le cadre juridique des concessions a vocation à évoluer à la suite de l'accord de principe auquel la France et l'Union européenne sont parvenues le 28 août 2025 sur la gestion des barrages hydroélectriques en France (voir note 3.1). La transcription en cours de cet accord dans la législation française n'a pas de conséquences dans les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2025.

Lorsqu'une concession est exploitée sous ce régime, une redevance proportionnelle aux bénéfices dite « sur les délais glissants » est due depuis 2019. Celle-ci s'élève à 40 % du résultat normatif de la concession, tel que défini par l'article R. 523-5 du Code de l'énergie, diminué de l'impôt sur les sociétés.

Dépréciation des actifs à long terme

À chaque arrêté, EDF détermine s'il existe un indice montrant qu'un actif a pu perdre notablement de la valeur. Lorsqu'il existe un indice de perte de valeur, un test de dépréciation est réalisé selon les modalités suivantes :

- EDF mesure les éventuelles dépréciations des actifs à long terme par comparaison entre la valeur comptable de ces actifs, le cas échéant regroupés au sein de groupes d'actifs, et leur valeur recouvrable généralement calculée par la méthode des flux futurs de trésorerie nets actualisés. Lorsque cette valeur recouvrable est notablement inférieure à la valeur inscrite au bilan, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence en « Dépréciations » ;
- les taux d'actualisation retenus s'appuient sur le coût moyen pondéré du capital de chacun des actifs ou groupes d'actifs concernés ;
- les flux de trésorerie futurs sont calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date d'évaluation :
  - pour les premières années, les flux correspondent au Plan à Moyen Terme (PMT). Sur l'horizon du PMT, les prix de l'énergie et des matières premières sont déterminés sur la base des prix *forward* disponibles et tiennent compte des couvertures,
  - au-delà de l'horizon du PMT, les flux sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement. Les prix à long terme de l'électricité sont le résultat d'une construction analytique fondée d'une part sur différentes hypothèses telles que la croissance économique, le prix des matières premières (pétrole, gaz, charbon) et du CO_2, la demande en électricité, les interconnexions, les évolutions du mix énergétique (développement des énergies renouvelables, capacité nucléaire installée...) et d'autre part, sur des modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande. Sur chaque composante principale d'hypothèse, EDF se confronte notamment aux analyses d'organismes externes (par exemple pour les matières premières et le CO_2, qui influent au premier ordre sur le prix de l'électricité). Les scénarios prennent en compte les objectifs de politique publique énergie-climat, tels que le *Fit For 55* et *RepowerEU* à la maille européenne, ou la Stratégie Nationale Bas Carbone à la maille nationale en France, et EDF les confronte avec ceux d'organismes tels que l'AIE, Wood Mackenzie ou encore Aurora, sachant que chacun de ces analystes propose lui-même un cône de scénarios. Par ailleurs, lors de l'élaboration de ces prix à long terme, l'impact des aléas climatiques est pris en compte dans les hypothèses de la demande (notamment concernant les besoins d'énergie pour le chauffage et le confort d'été), de la production renouvelable, des apports hydrauliques et des abattements environnementaux pour la production nucléaire en France. Ces chroniques climatiques sont basées sur le modèle européen EUROCORDEX et intègrent l'impact du changement climatique. Cette prise en compte est volontairement prudente de façon à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique sur les grandeurs physiques telles que températures, nébulosité ou vitesses de vent et donc *in fine* sur le système électrique européen entre 2030 et 2060,
  - les revenus liés aux mécanismes de capacité sont également pris en compte dans la valorisation des actifs de production.

Plusieurs variables sont susceptibles d'influencer significativement les calculs :

- les évolutions des taux d'actualisation ;
- les évolutions des prix de marché de l'énergie et des matières premières et de la réglementation tarifaire ;
- l'évolution de la demande et des parts de marché d'EDF ainsi que le taux d'attrition des portefeuilles clientèle ;
- la durée d'utilité des installations ou la durée des contrats de concession, le cas échéant ;
- les taux de croissance retenus au-delà des plans à moyen terme.

Valeurs brutes (en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Augmentations		Diminutions		Montants cumulés au 31/12/2025
		Entrées [1]	Virements de poste à poste	Sorties [1]	Virements de poste à poste	
Terrains, constructions et agencements de terrains	13 073	-	288	(96)	-	13 265
Tranches de production nucléaire	73 559	-	4 407	(1 545)	-	76 421
Matériel et outillage industriel hors réseau	13 962	-	404	(253)	-	14 113
Réseau du domaine propre	1 257	-	59	(1)	-	1 315
Autres immobilisations corporelles	1 901	-	148	(103)	-	1 946
Immobilisations corporelles du domaine propre	**103 752**	**-**	**5 306**	**(1 998)**	**-**	**107 060**
Terrains, constructions et agencements de terrains	11 103	-	164	(15)	-	11 252
Matériel et outillage industriel hors réseau	2 034	-	124	(24)	-	2 134
Réseau du domaine concédé	3 824	27	155	(20)	-	3 986
Autres immobilisations corporelles	27	-	-	-	-	27
Immobilisations corporelles du domaine concédé [2]	**16 988**	**27**	**443**	**(59)**	**-**	**17 399**
Immobilisations corporelles en cours [3]	**23 590**	**7 104**	**-**	**(111)**	**(5 720)**	**24 863**
TOTAL VALEURS BRUTES DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES [4]	**144 330**	**7 131**	**5 749**	**(2 168)**	**(5 720)**	**149 322**

Amortissements cumulés (en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Dotations sur éléments amortis selon le mode linéaire – unités d'œuvre	Virements de poste à poste	Liées aux cessions	Liées aux éléments mis hors service	Montants cumulés au 31/12/2025
Terrains, constructions et agencements de terrains	(8 828)	(347)	(1)	5	86	(9 085)
Tranches de production nucléaire	(45 514)	(3 763)	-	-	1 464	(47 813)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(10 522)	(426)	-	9	233	(10 706)
Réseau du domaine propre	(681)	(36)	(5)	-	1	(721)
Autres immobilisations corporelles	(1 365)	(137)	-	10	91	(1 401)
Immobilisations corporelles du domaine propre	**(66 910)**	**(4 709)**	**(6)**	**24**	**1 875**	**(69 726)**
Terrains, constructions et agencements de terrains	(7 261)	(166)	(1)	-	14	(7 414)
Matériel et outillage industriel hors réseau	(1 172)	(35)	(12)	-	22	(1 197)
Réseau du domaine concédé	(1 636)	-	(106)	-	18	(1 724)
Autres immobilisations corporelles	(18)	(1)	1	-	-	(18)
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**(10 087)**	**(202)**	**(118)**	**-**	**54**	**(10 353)**
Immobilisations corporelles en cours	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total amortissements des immobilisations corporelles	**(76 997)**	**(4 911)**	**(124)**	**24***	**1 929**	**(80 079)**
Total dépréciations des immobilisations corporelles	**(4 132)**	**(507)**		**212**		**(4 427)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES	**63 201**	**7 338**		**(5 723)**		**64 816**

* *Voir ligne « Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées » au compte de résultat.*

(1) La décomposition des entrées et des sorties d'immobilisations corporelles en application du nouveau règlement ANC n° 2022-06 est précisé dans le tableau joint ci-dessous.

(2) Les immobilisations du domaine concédé relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires ainsi que des concessions d'énergie hydraulique.

(3) Les investissements réalisés au cours de la période concernent principalement les équipements des centrales existantes dans le cadre du programme de Grand Carénage (programme de remplacement des gros composants, en particulier les générateurs de vapeur, travaux dans le cadre des visites décennales et périodiques, voir note 2.1.2) et la construction de la centrale EPR (Flamanville 3). Au 31 décembre 2025, le coût des travaux immobilisés relatif au phénomène de corrosion sous contrainte s'élève à 163 millions d'euros. Les immobilisations corporelles en cours intègrent aussi, au 31 décembre 2025, des actifs associés à EPR2 pour 1 159 millions d'euros (375 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(4) Le montant des immobilisations corporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2025 est de 13 473 millions d'euros (soit 13 154 millions d'euros en immobilisations corporelles en cours et 319 millions d'euros en immobilisations corporelles mises en service). Il intègre, en sus du coût de construction, un stock de pièces détachées et des montants immobilisés au titre des projets connexes (notamment Visite Complète n° 1, Aménagement Zone Nord) à hauteur de 963 millions d'euros, ainsi que des frais de pré-exploitation et d'autres actifs corporels liés au projet pour 1 314 millions d'euros. Le montant des amortissements cumulés au 31 décembre 2025, au titre des immobilisations corporelles mises en service, s'élève à 109 millions d'euros (94 millions d'euros au 31 décembre 2024). Le 16 décembre 2022, EDF a communiqué sur la modification du calendrier du projet de Flamanville 3 et l'estimation du coût à terminaison passant de 12,7 milliards d'euros à 13,2 milliards d'euros$_{2015}$, hors intérêts intercalaires. Les dépenses supplémentaires liées aux travaux de reprise des soudures du Circuit Secondaire Principal de l'EPR de Flamanville 3 constituent des coûts anormaux ne pouvant être inclus dans le coût de production d'une immobilisation. Par ailleurs, le montant des immobilisations incorporelles du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2025 est de 59 millions d'euros (soit 53 millions d'euros en immobilisations incorporelles mises en service et 6 millions d'euros en immobilisations incorporelles en cours). Aussi, le montant immobilisé du projet Flamanville 3 dans les états financiers au 31 décembre 2025 est de 13 532 millions d'euros (voir note 2.1.1).

Décomposition des entrées et des sorties d'immobilisations corporelles en application du nouveau règlement ANC n° 2022-06 :

	Entrées			Sorties	
(en millions d'euros)	Acquisitions	Apports	Créations	Liées aux éléments cédés	Liées aux éléments mis hors service
Terrains, constructions et agencements de terrains	-	-	-	(5)	(91)
Tranches de production nucléaire	-	-	-	-	(1 545)
Matériel et outillage industriel hors réseau	-	-	-	(22)	(231)
Réseau du domaine propre	-	-	-	-	(1)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	(10)	(93)
Immobilisations corporelles du domaine propre	**-**	**-**	**-**	**(37)**	**(1 961)**
Terrains, constructions et agencements de terrains	-	-	-	-	(15)
Matériel et outillage industriel hors réseau	-	-	-	-	(24)
Réseau du domaine concédé	-	27	-	-	(20)
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**-**	**27**	**-**	**-**	**(59)**
Immobilisations corporelles en cours	**5 412**	**-**	**1 692**		**(111)**
Total valeurs brutes des immobilisations corporelles	**5 412**	**27**	**1 692**	**(37)***	**(2 131)**
TOTAL DES ENTRÉES ET SORTIES DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES		**7 131**			**(2 168)**

* *Voir ligne « Valeurs comptables des immobilisations incorporelles et corporelles cédées » au compte de résultat.*

Durées d'amortissement des centrales nucléaires en France

Comme indiqué en note 1.2.1, la durée d'amortissement des centrales nucléaires en exploitation en France, composées de 32 réacteurs 900 MW, 20 réacteurs 1 300 MW et 4 réacteurs 1 450 MW, est de 50 ans pour les paliers 900 MW (depuis le 1er janvier 2016), et 1 300 MW (depuis le 1er janvier 2021), et de 40 ans pour le palier N4, pour lequel les conditions d'allongement de la durée d'amortissement ne sont pas, à ce jour, réunies.

Dans le cadre de la publication du décret sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie PPE3 du 12 février 2026, la perspective de fermeture de deux réacteurs 900 MW en 2027 et en 2028 par anticipation de leur 5e visite décennale est désormais caduque. L'accélération du plan d'amortissement, qui avait été mis en œuvre en 2020 en lien avec ces dispositions de la précédente PPE, a donc été suspendue.

Durée d'amortissement de la centrale à charbon de Cordemais en France

Pour mémoire, dans le contexte de la loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019, la date de fin d'amortissement de la centrale de Cordemais a été avancée à 2026 depuis l'arrêté des comptes du 30 juin 2019.

À l'issue de la consultation du Comité social et économique central (CSEC) d'EDF du 27 mai 2025, EDF a décidé d'arrêter définitivement les deux dernières unités de production de la centrale thermique de Cordemais à compter du 31 mars 2027 et confirme sa volonté de créer une usine de préfabrication de tuyauteries nucléaires sur le site. Cette décision annoncée le 28 mai 2025 par EDF a été prise à la suite de l'annonce faite en septembre 2024 de ne pas poursuivre le projet de reconversion à la biomasse, les conditions technico-économiques de réalisation du projet n'étant pas réunies. Cette décision n'a pas d'impact significatif sur le plan d'amortissement en vigueur de la centrale.du contrat signé le 23 décembre 2025 avec la filiale Cyclife Technocentre,

Test de perte de valeur des actifs

La gestion intégrée et l'interdépendance des différents moyens de production (nucléaire, thermique et hydraulique) constitutifs du parc, indépendamment de leurs capacités techniques maximales, ont conduit EDF à le considérer sous la forme d'une seule et unique UGT. Cette UGT inclut la centrale de Flamanville 3 pour une valeur nette comptable de 13 375 millions (13 532 millions d'euros brut (voir note 14 renvoi (4)), dont 372 millions d'euros mis en service, amortis à hauteur de 157 millions d'euros) et les coûts engagés dans le cadre du projet EPR2 pour une valeur nette comptable de 4 229 millions d'euros (voir note 13).

Sur l'exercice 2025, aucun indice de perte de valeur n'a été identifié sur l'UGT Parc de production France.

Toutefois, compte tenu de la baisse des prix de l'électricité, la valeur recouvrable a été actualisée.

Celle-ci est déterminée en actualisant les flux futurs de trésorerie selon la méthodologie usuelle, décrite dans les principes comptables sur la dépréciation des actifs long terme, avec un CMPC après impôt de 7,1 % au 31 décembre 2025 (6,9 % au 31 décembre 2024).

S'agissant des actifs nucléaires, EDF retient l'hypothèse, dans son modèle de référence, d'une durée de vie à 50 ans pour les tranches du palier 900 et 1 300 MW et de 40 ans pour le palier N4. Ces durées d'amortissement sont cohérentes avec celles appliquées à l'amortissement des actifs dans les comptes sociaux au 31 décembre 2024 bien que la stratégie industrielle d'EDF soit de porter la durée de fonctionnement des centrales bien au-delà de 50 ans. La valeur recouvrable intègre également les dernières prévisions concernant Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue quant à elle pour 60 ans) (voir note 14 renvoi (4)).

Concernant les hypothèses structurantes retenues en termes de prix et de régulation, le dispositif appelé à remplacer l'ARENH à compter du 1er janvier 2026 introduit un mécanisme de taxation des revenus du nucléaire, dont le produit sera directement reversé aux consommateurs sous la forme du « Versement nucléaire universel » (VNU). Cette taxation s'appliquera dès que les revenus dépasseront un premier seuil (la taxation sera de 50 % des revenus supérieurs au seuil). Au-delà d'un second seuil, dit « seuil d'écrêtement », la part supplémentaire des revenus sera taxée à 90 %. Les niveaux des seuils seront définis par arrêté ministériel pour des périodes triennales, sur la base du coût complet de production nucléaire établi par la CRE, avec une majoration tenant compte de la situation financière de l'entreprise et des investissements nécessaires pour les nouveaux actifs nucléaires.

Dans l'attente de l'arrêté ministériel fixant les seuils pour la période 2026-2028, la valeur recouvrable a été estimée en retenant un seuil de taxation à 78 €/MWh et un seuil d'écrêtement à 110 €/MWh. L'évaluation au 31 décembre 2025 intègre également la reconduction de ce dispositif après 2028, sur la durée de vie résiduelle du parc nucléaire, avec des seuils établis par EDF sur la base de la vision prévisionnelle du coût complet de production nucléaire (tels qu'établi par la CRE, voir note 3.1).

La nouvelle organisation de marché vise à développer, en plus des produits de court terme et des PPA EnR actuellement proposés sur le marché de gros de l'électricité, des produits de moyen terme – des rubans annuels de maturités 4 à 5 ans – qui permettront à EDF et à tous les fournisseurs d'électricité de proposer des contrats de fourniture apportant visibilité et stabilité aux clients à des horizons pouvant aller jusqu'à 5 ans.

Depuis fin 2023, EDF propose également à certains clients électro-intensifs des contrats de partenariat industriel de long terme adossés au parc nucléaire historique (contrats d'allocation de production nucléaire) pour des durées de 10 ou 15 ans. Par ailleurs, EDF a élargi le périmètre des acteurs éligibles à ces contrats (consommateurs > 7 GWh/an, fournisseurs et producteurs d'électricité) par l'intermédiaire d'un guichet de souscription dédié. Ce dispositif mettra à leur disposition un volume total de 1 800 MW d'électricité (soit environ 10,6 TWh pour un niveau de production annuel du parc historique de 360 TWh). La livraison d'énergie en France au titre de ces contrats a débuté au 1er janvier 2026.

À fin 2025, la valeur recouvrable du test diminue par rapport à 2024 mais reste largement supérieure à la valeur nette comptable.

Pour rappel, les hypothèses structurantes du test restent en particulier :

- la durée de vie des actifs nucléaires ;
- le scénario de prix de marché à long terme (postérieurement à la fin du dispositif ARENH) et dans une moindre mesure l'évolution des prix *forward* à horizon moyen terme ;
- la réglementation post-ARENH ;
- le volume de production nucléaire ;
- le taux d'actualisation ;
- ainsi que, dans une moindre mesure, l'évolution des coûts et des investissements et l'hypothèse de rémunération de la capacité.

Analyses de sensibilité

Ces hypothèses-clés ont fait l'objet d'analyses de sensibilité individuelle (hausse de 50 points de base du CMPC, diminution de la production de 10 TWh/an sur toute la période hors PMT (Plan Moyen Terme) ; augmentation du niveau des investissements ou des charges d'exploitation ; diminution du prix de la capacité ; effet de la fermeture anticipée des tranches sur le prix de marché, qui ne remettent pas en cause l'existence d'un excédent entre la valeur recouvrable et la valeur comptable.

Note 15 *Immobilisations financières*

Principes et méthodes comptables

Titres de participation et titres immobilisés

Les titres de participation et les titres immobilisés sont valorisés au coût d'acquisition.

Les plus ou moins-values de cession de ces titres sont évaluées sur la base de la méthode « Premier entré, premier sorti ».

Les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes liés à l'acquisition des titres de participation immobilisés sont rattachés au coût d'acquisition de l'immobilisation.

Pour les autres titres immobilisés, ces frais sont comptabilisés en charges. L'étalement fiscal des frais d'acquisition est comptabilisé dans un compte d'amortissements dérogatoires.

Lorsque la valeur comptable des titres de participation et des titres immobilisés est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.

Pour les titres détenus dans des sociétés consolidées par le groupe EDF, la valeur d'utilité est déterminée en fonction de la valeur de la quote-part des capitaux propres consolidés de la filiale à la fin de l'exercice, retraitée d'éléments de volatilité tels que les réserves de conversion et les gains et pertes sur les instruments de couverture pour les devises étrangères.

Cette valeur d'utilité est complétée le cas échéant de marges de valeurs positives « upsides » basées :

- soit sur des flux de trésorerie actualisés, calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture. Ces flux de trésorerie correspondent pour les premières années au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT) et au-delà de l'horizon du PMT, ils sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement ;
- soit sur la moyenne des multiples d'EBITDA d'un panel d'entités comparables ;
- soit sur la base d'une valorisation boursière.

Les tests de dépréciation des titres de participation sont sensibles aux hypothèses macroéconomiques et sectorielles retenues notamment en termes d'évolution des prix de l'énergie, ainsi qu'aux prévisions financières à moyen terme.

Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille

EDF détient des Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP), qui sont composés d'actifs financiers destinés à participer au financement des opérations de fin de cycle nucléaire provisionnées au passif du bilan. Ces actifs sont isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers eu égard à leur objectif. Ils sont composés de titres obligataires, d'actions, d'OPCVM et de fonds dits réservés.

Les actions sont enregistrées pour leur coût d'acquisition. Les droits de mutations, les honoraires, les commissions, les frais d'actes et les frais d'acquisition sont comptabilisés en charges, conformément à l'option retenue pour les autres titres immobilisés et les titres de placement.

Les TIAP (actions et obligations) sont comptabilisés au coût historique. À la clôture, si la valeur d'inventaire d'un titre est inférieure au coût d'entrée, une moins-value latente est intégralement provisionnée sans compensation avec les gains potentiels sur les autres titres. Pour les titres cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte du cours de Bourse. Pour les titres non cotés, la valeur d'inventaire est appréciée individuellement en tenant compte notamment des perspectives d'évolution de l'entreprise dont les titres sont détenus.

Autres immobilisations financières

Dans le cadre des activités du Groupe, EDF est amenée à accorder des prêts en devises à ses filiales.

Afin de réduire son exposition au risque de change, EDF finance ces prêts principalement par des émissions court terme au travers de papiers commerciaux en devises et en euros complétées par un recours à des instruments dérivés de change. Les créances immobilisées sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est comptabilisée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

15.1 Variations des immobilisations financières

(en millions d'euros)	Montants cumulés au 31/12/2024	Augmentations		Diminutions			Montants cumulés au 31/12/2025
		Entrées	Virements	Sorties	Virements		
		Acquisitions	Provenant de l'actif circulant	Cessions	À destination de l'actif circulant	De poste à poste	
Participations [1]	64 641	198	545	(2 071)	-	-	63 313
Créances rattachées à des participations	50	-	-	-	-	-	50
Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP) [2]	25 683	23 599	-	(19 835)	-	(17)	29 430
Autres titres immobilisés	86	-	-	(1)	-	-	85
Prêts [3]	41 552	6 724	-	(1 070)	(26)	(82)	47 098
Autres immobilisations financières [4]	781	3	-	(3)	-	-	781
TOTAL VALEUR BRUTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**132 793**	**30 524**	**545**	**(22 980)**	**(26)**	**(99)**	**140 757**
TOTAL DÉPRÉCIATIONS [5]	**(15 286)**	**(647)**			**11 039**		**(4 894)**
TOTAL VALEUR NETTE DES IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES	**117 507**	**30 422**			**(12 066)**		**135 863**

(1) La diminution des participations est principalement liée à :
- *la cession des titres Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France à Arabelle Solutions pour un prix de 518 millions d'euros. La valeur nette comptable de ces titres cédés était respectivement de (2 029) millions d'euros et (42) millions d'euros. Cette opération a entraîné une reprise de provisions de 1 530 millions d'euros (1 528 millions d'euros pour les titres Arabelle Solutions France et 2 millions d'euros concernant les titres Arabelle Electronics France (voir note 15.1 renvoi (5)). Ces impacts sont comptabilisés au sein du résultat financier (voir note 10 renvois (5) et (8)) ;*
- *la prise de participation effectuée par EDF à l'augmentation de capital par incorporation de créances d'Arabelle Solutions pour 545 millions d'euros ;*
- *la prise de participation effectuée par EDF à l'augmentation de capital en numéraire de EDF Pulse Holding pour 70 millions d'euros ;*
- *des prises de participations effectuées par EDF Invest pour un montant global de 143 millions d'euros dans le cadre du déploiement et de la gestion du portefeuille d'actifs dédiés non cotés.*

(2) Les mouvements sur le portefeuille de TIAP correspondent notamment à des acquisitions et à des cessions d'actifs dédiés sur la période qui génèrent des plus-values nettes réinvesties dans le portefeuille des actifs dédiés (voir note 10 renvoi (5)).

(3) L'encours des prêts aux filiales au 31 décembre 2025 est de 47 096 millions d'euros, et concerne principalement EDF International pour 27 796 millions d'euros dans le cadre du financement du projet HPC en Angleterre, EDF power solutions pour 9 297 millions d'euros, Enedis pour 5 615 millions d'euros, Dalkia pour 1 810 millions d'euros, et EDF Energy pour 1 562 millions d'euros.

(4) Les autres immobilisations financières incluent un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour 746 millions d'euros.

(5) Le montant des dépréciations comprend des dépréciations des participations pour (4 069) millions d'euros et des dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés pour (825) millions d'euros.

Concernant les dépréciations des participations, la revue du portefeuille de la valeur d'utilité des titres de participation inscrits à l'actif du bilan d'EDF au 31 décembre 2025, conduit principalement à comptabiliser :
- *une reprise de provision concernant les titres de participation EDF International à hauteur de 8 922 millions d'euros en 2025.*

En 2025, l'appréciation de la valeur d'utilité des titres EDF International fait suite principalement à la réalisation d'une opération de restructuration au 31 décembre 2025, conduisant à ce que les entités EDF Holding, C3, EDEV et EDF Immo soient fusionnées au sein d'EDF International tenant compte d'une rétroactivité comptable et fiscale au 1er janvier 2025. La valeur des actifs nets apportés dans le cadre de cette opération participe à l'appréciation de la valeur d'utilité des titres EDF International dans un contexte, par ailleurs, favorable d'amélioration des marges de valeur positives d'unités génératrices de trésorerie installées en France, en Italie et en Belgique.

À l'issue de cette opération de restructuration, EDF International porte désormais en complément de la détention historique de la majeure partie des participations à l'international du groupe EDF, les filiales et participations destinées au développement des métiers du groupe EDF en France anciennement détenues par EDF Développement Environnement (EDEV), EDF Investissement Groupe (filiale détenue à 100 % en charge du financement à moyen et long terme) précédemment porté par C3, EDF Trading (filiale détenue à 100 % assurant des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface sur les marchés de gros) précédemment porté par EDF Holding, ainsi que la Gérance Générale Foncière et Sofilo précédemment détenues à 100 % par EDF Immo. Au 31 décembre 2025, la valeur nette des titres EDF International s'élève à 44 867 millions d'euros.

Les titres de participation d'EDF International avaient fait l'objet de dépréciations successives comptabilisées sur les exercices allant de 2022 à 2024 pour un montant cumulé de (10 053) millions d'euros ((390) millions d'euros en 2024, (7 013) millions d'euros en 2023, (2 650) millions d'euros en 2022).

En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International à hauteur de (390) millions d'euros résultait pour l'essentiel d'un recul des marges de valeur positives des unités génératrices de trésorerie installées en Italie, une baisse de la valeur d'utilité des filiales installées aux États-Unis en partie compensée par une amélioration de la valeur d'utilité réalisée au Royaume-Uni par EDF Energy.

En 2023, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International à hauteur de (7 013) millions d'euros faisait suite à l'annonce faite par le groupe EDF, le 23 janvier 2024, d'une révision du calendrier et d'une réévaluation à la hausse des coûts à terminaison du projet HPC ayant engendré la comptabilisation d'une perte de valeur importante chez EDF Energy, réduisant ainsi sensiblement la valeur d'utilité.

En 2022, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDF International à hauteur de (2 650) millions d'euros résultait pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF Energy au Royaume-Uni, majoritairement lié à la hausse très importante du taux d'actualisation, et dans une moindre mesure à la nouvelle vision des coûts à terminaison du projet HPC communiquée en mai 2022.

Au 1er janvier 2025, EDF avait majoré la dépréciation des titres d'EDF International d'un montant complémentaire de (1 330) millions d'euros correspondant à la dépréciation comptabilisée par EDF SA au 31 décembre 2024 concernant les titres de participation EDF Développement Environnement (EDEV), entité confondue au 1er janvier 2025 au sein d'EDF International (voir note 10 renvoi (8)). En 2024, la dégradation de la valeur d'utilité des titres EDEV à hauteur de (1 330) millions d'euros résultait pour l'essentiel d'un fort recul de la valeur de réalisation d'EDF power solutions, en raison des pertes de valeurs par la filiale sur différents projets à l'international :
- *une reprise de provisions pour 1 530 millions d'euros à l'occasion de la cession des titres Arabelle Solutions France (1 528 millions d'euros) et Arabelle Electronics France (2 millions d'euros) à Arabelle Solutions (voir notes 10 renvois (5) et (8) et 15.1 renvoi (1)).*

Concernant les dépréciations des TIAP et autres titres immobilisés, la variation s'explique principalement par une reprise de provision à hauteur de 169 millions d'euros concernant un prêt accordé à une société mise en liquidation en 2025.

15.2 Filiales et participations détenues à plus de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2025	Dépréciations 31/12/2025	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2025	% du capital détenu	Capitaux propres 2024	Prêts et avances consentis par la société et non encore remboursés en 2025	Dividendes encaissés par la société au cours de l'exercice	Chiffres d'affaires 2024	Résultat de l'exercice 2024	Devises
Filiales										
EDF International [1]	47 328	2 461	44 867	100	9 782	27 796	2 995	-	(440)	EUR
CTE [2]	2 705	-	2 705	50,1	5 285	-	22	-	207	EUR
Arabelle Solutions [3]	545	-	545	100	(6)	241	-	8	(6)	EUR
EDF Nam Theun Holding [4]	437	93	344	100	422	-	60	-	62	EUR
Autres [5]	5 495	1 320	4 175	100	4 060	-	328	190	(82)	EUR
Sociétés Holdings	**56 510**	**3 874**	**52 636**			**28 037**	**3 405**			
En France										
Enedis	2 700	-	2 700	100	5 685	5 615	448	16 912	661	EUR
Framatome	2 220	-	2 220	80,5	3 016	404	75	3 067	195	EUR
Dalkia	967	-	967	99,9	351	1 810	-	2 873	8	EUR
EDF Production Électrique Insulaire	560	-	560	100	1 429	254	112	1 323	194	EUR
Edvance	12	-	12	80	71	14	18	732	34	EUR
Centrale Électrique Rhénane de Gambsheim	3	-	3	50	9	-	-	9	-	EUR
À l'étranger										
Emosson	14	14	-	50	140	-	-	-	-	CHF
Rheinkraftwerk Iffezheim (RKI)	3	-	3	50	76	49	-	14	2	EUR
Forces Motrices du Chatelôt	-	-	-	50	8	-	-	4	-	CHF
Sociétés industrielles et commerciales	**6 479**	**14**	**6 465**			**8 146**	**653**			
Autres (GIE EIFER)	**130**	**125**	**5**			**-**	**-**			
TOTAL FILIALES	**63 119**	**4 013**	**59 106**			**36 183**	**4 058**			

(1) EDF International a pour activité historique la prise et la gestion de participations dans des entités opérant dans le domaine de l'énergie à l'étranger, dont notamment : EDF Energy, Edison, Luminus, EDF Gas Deutschland, EDF China Holding Ltd, Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Ltd, EDF Norte Fluminense, EDF Brasil Holding, EDF Inc. Pour rappel, EDF Energy porte les projets de développement nucléaire en Angleterre, dont HPC et Sizewell C.
À la suite de la fusion opérée avec EDF Développement Environnement (EDEV), EDF Holding, C3 et EDF Immo au 31 décembre 2025, EDF International est désormais aussi une holding des filiales et participations destinée au développement des métiers du Groupe en France, dont notamment : l'efficacité et la rénovation énergétique (IZI solutions, IZI confort, EDF ENR), la mobilité électrique (IZIVIA), le démantèlement nucléaire et la gestion des déchets radioactifs (Cyclife), la production d'origine renouvelable (EDF power solutions, Hydrostadium), la gestion locale de l'énergie (Agregio, e2m), d'autres activités avec en particulier Électricité de Strasbourg. EDF international détient également, à la suite de l'opération de fusion, 100 % d'EDF Trading qui assure des services d'optimisation et de gestion des risques et l'interface avec les marchés de gros, et la Gérance Générale Foncière et Sofilo.
Au 1er janvier 2026, la société EDF International est renommée EDF Holding.

(2) CTE détient RTE à 100 %.

(3) EDF SA détient Arabelle Solutions, société à laquelle les participations Arabelle Solutions France et Arabelle Electronics France ont été cédées en 2025.

(4) EDF Nam Theun Holding détient une participation dans Nam Theun 2 Power Co.

(5) Regroupement de titres de participation dont la valeur comptable unitaire est inférieure à 400 millions d'euros.

15.3 Filiales et participations détenues à moins de 50 %

(en millions d'euros)	Valeur brute comptable des titres détenus 31/12/2025	Dépréciations 31/12/2025	Valeur nette comptable des titres détenus 31/12/2025	% du capital détenu	Capitaux propres 2024	Prêts et avances consentis par la société et non encore remboursés en 2025	Dividendes encaissés par la société au cours de l'exercice	Chiffres d'affaires 2024	Résultat de l'exercice 2024	Devises
Report Total Filiales	**63 119**	**4 013**	**59 106**	**-**	**-**	**36 183**	**4 058**	**-**	**-**	
Participations dont la quote-part détenue est inférieure à 50 % et supérieure à 10 %										
Trimet France	130	-	130	35	447	-	8	479	24	EUR
Dalkia Investissements	63	56	7	50	18	24	1	-	3	EUR
Total	**193**	**56**	**137**			**24**	**9**			
Dont la quote-part détenue est inférieure à 10 %										
Force Motrice de Mauvoisin	1	-	1	9,8	122	-	1	-	6	CHF
Total	**1**	**-**	**1**			**-**	**1**			
Total Participations	**194**	**56**	**138**			**24**	**10**			
TOTAL DES FILIALES ET PARTICIPATIONS	**63 313**	**4 069**	**59 244**			**36 207**	**4 068**			

15.4 Relations entre EDF et ses entités liées

(en millions d'euros)	Créances d'EDF		Dettes d'EDF				
	Prêts	Créances d'exploitation [1]	Dettes inscrites en compte courant financier	Dettes d'exploitation [1]	Charges financières	Produits financiers (hors dividendes)	Dividendes
Sociétés							
EDF Investissement Groupe	-	-	-	-	(6)	10	-
EDF UK Ltd EUR	-	-	-	-	(298)	573	-
CTE	-	228	-	148	-	-	22
EDF Nam Theun Holding	-	-	-	-	-	-	60
Autres Entités actifs dédiés	-	-	-	-	-	-	326
Framatome	404	330	-	646	(12)	11	75
EDF Energy	1 562	106	-	120	-	107	-
EDF power solutions	9 297	-	-	-	(22)	308	-
EDF International	27 796	-	-	-	(376)	1 173	2 995
EDF Trading		1 606	-	1 044	-	32	-
Enedis	5 615	160	-	1 385	-	140	448
Dalkia France	1 810	-	-	128	-	70	-
EDF PEI	254	-	-	150	-	7	112
Edvance	14	65	-	126	-	-	18
Arabelle Solutions	241	-	-	70	-	13	-
Group Support Services	-	87	-	-	-	-	1
Shema	12	-	-	-	-	-	-
Dalkia Invest	24	-	-	-	-	-	1
Cyclife	24	-	-	64	-	1	-
Sofilo	43	-	-	-	-	1	-
EDF Belgium	-	-	-	175	-	-	-
Autres Entités EDF	-	-	-	-	-	-	22
Comptes courants [2]	-	-	-	1 301	-	-	-
Convention de placement des liquidités des filiales [3]	-	-	6 502	-	(262)	-	-
Convention de trésorerie Groupe avec les filiales [4]	-	-	20 626	-	(567)	-	-
Convention d'intégration fiscale	-	-	-	2 609	-	-	-
TOTAL PRODUITS ET INTÉRÊTS CONCERNANT LES ENTITÉS LIÉES [5]	**-**	**-**	**-**	**-**	**(1 543)**	**2 446**	**4 080**

(1) Créances et dettes supérieures à 50 millions d'euros.

(2) Dont Sofilo pour 662 millions d'euros, Enedis pour 344 millions d'euros, EDF Production Électrique Insulaire pour 154 millions d'euros et Edvance pour 83 millions d'euros.

(3) Dont EDF Energy pour 4 084 millions d'euros, Framatome pour 1 290 millions d'euros, Enedis pour 755 millions d'euros et GGF pour 133 millions d'euros.

(4) Dont EDF International pour 7 371 millions d'euros, EDF Energy pour 4 966 millions d'euros, EDF Trading pour 3 999 millions d'euros, Edison pour 1 503 millions d'euros. La position d'EDF International intègre les comptes courants d'EDF Holding, EDEV, C3 et EDF Immo à la suite de l'opération de fusion survenue en 2025 (voir note 15.1 renvoi 5).

(5) Cf. tableau du compte de résultat (renvois (2) et (3)).

15.5 Portefeuille de Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille (TIAP)

(en millions d'euros)	Montants à l'ouverture de l'exercice			Montants à la clôture de l'exercice		
	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur	Valeur comptable brute	Valeur comptable nette	Juste valeur
VALEUR DU PORTEFEUILLE DE TIAP	**25 683**	**24 869**	**31 389**	**29 430**	**28 605**	**33 211**

La valeur nette des TIAP regroupe, au 31 décembre 2025, 28 605 millions d'euros d'actifs dédiés (voir note 22.2.1.6.5).

La valeur nette des TIAP actifs dédiés en 2025 inclut un montant de 926 millions d'euros de prêts de titres sans équivalent en 2024. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier et d'une dette financière (voir note 25 renvoi (3)) de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 22.2.1.6.5 renvoi (3)).

Note 16 *Stocks et en-cours*

Principes et méthodes comptables

Le coût d'entrée des stocks comprend tous les coûts directs de matières (prenant en compte les effets de couverture), les coûts de main d'œuvre ainsi que l'affectation des coûts indirects de production.

Les consommations de stocks sont généralement valorisées en utilisant la méthode du coût unitaire moyen pondéré. Les consommations des certificats d'émission de gaz à effet de serre et des certificats d'économies d'énergie sont valorisées en appliquant la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût historique et de leur valeur nette de réalisation.

Matières et combustible nucléaires

Sont enregistrés dans les comptes de stocks :

- les matières nucléaires, quelle que soit leur forme dans le cycle de fabrication du combustible ;
- les éléments combustibles, qu'ils soient en entrepôt ou en réacteur.

Les matières et combustible nucléaires ainsi que les en-cours de production sont évalués en fonction des coûts directs de fabrication incluant les matières, la main d'œuvre ainsi que les prestations sous-traitées (fluoration, enrichissement, fabrication).

Le coût des stocks pour le combustible engagé en réacteur et non encore irradié comprend les charges pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs, qui trouvent leur contrepartie dans les provisions concernées, du fait de la prise en compte de la notion de « Combustible engagé » définie dans l'article D594-1 du Code de l'environnement.

Les consommations de combustible nucléaire sont déterminées par composantes (uranium naturel, fluoration, enrichissement, fabrication d'assemblages) au prorata de la production prévue lors du chargement en réacteur. Ces quantités sont valorisées au coût moyen pondéré du stock appliqué à chacune des composantes. L'épuisement prévisionnel des quantités donne lieu périodiquement à correction du stock sur la base de mesures neutroniques et d'inventaires.

Autres stocks d'exploitation

Sont enregistrés dans les autres stocks d'exploitation :

- les matières fossiles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques à flamme ;
- les matières et matériels d'exploitation tels que les pièces de rechange approvisionnées dans le cadre d'un programme de maintenance (hors pièces de sécurité stratégiques immobilisées) ;
- les certificats d'émission de gaz à effet de serre et les certificats d'économies d'énergie acquis pour le cycle de production (voir note 6) ;
- les stocks de gaz évalués selon la méthode du « Coût moyen pondéré » en incluant les coûts d'achat directs et indirects et notamment le coût de transport ;
- les certificats relatifs aux mécanismes d'obligation de capacité (garanties de capacité en France) (voir note 3.1).

Les dépréciations constatées pour les pièces de rechange dépendent principalement du taux de rotation de ces pièces.

Certificats d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne (EU-ETS).

Ce dispositif, appliqué dans tous les pays de l'Union européenne, fixe un plafond d'émission en deçà duquel les entreprises, dont EDF fait partie, reçoivent ou achètent des quotas d'émission. Au cours de l'année suivante, l'entreprise doit restituer à la Commission européenne un nombre de certificats d'émission de gaz à effet de serre correspondant à ses émissions scope 1, telles que les émissions directes de gaz à effet de serre associées à la production du bien qu'elle commercialise (électricité, chaleur, acier, papier...). En cas de déficit, l'entreprise s'expose à des pénalités (100 € par tonne de CO_2 pour chaque tonne non couverte par des permis avec obligation de les couvrir par des permis l'année suivante).

Ce plafond diminue progressivement afin de faire baisser le niveau total des émissions en Europe.

Le cadre législatif pour la quatrième période (2021-2030) a été renforcé afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions, conformément au cadre d'action 2030 en matière de climat et d'énergie et à la contribution de l'Union européenne à l'accord de Paris adopté en 2015 (objectif de réduction global de - 40 % par rapport à 1990 pour l'Union européenne [1]).

Par ailleurs, dans le cadre du paquet législatif « Fit for 55 », la Commission européenne a adopté en avril 2023, les actes législatifs réhaussant l'objectif de diminution des émissions de CO_2 d'au-moins 62 % à l'horizon 2030 pour les secteurs concernés par les EU-ETS. Ces nouvelles règles introduisent également la réduction du nombre de quotas acquis automatiquement par chaque entreprise concernée par les ETS.

EDF applique les modalités de comptabilisation des certificats d'émission conformément au règlement n° 2012-03 du 4 octobre 2012 de l'Autorité des Normes Comptables, repris aux articles 615-1 à 615-22 du règlement n° 2014-03 de l'ANC.

Le traitement comptable des certificats d'émission est conditionné par leur intention de détention.

Les certificats d'émission détenus pour se conformer aux exigences de la règlementation relative aux émissions de gaz à effet de serre (modèle « Production ») sont comptabilisés en stocks, au coût d'acquisition, et évalués selon la méthode du « Premier entré, premier sorti ». Une dépréciation de stocks est enregistrée lorsque le coût de production de l'électricité, dans lequel le coût des droits est incorporé, est supérieur à la valeur actuelle de cette électricité. À la clôture, un principe de « présentation nette » est appliqué :

- un actif est comptabilisé en stock de matières premières si les émissions de gaz à effet de serre en quantité sont inférieures au nombre de certificats d'émission détenus en portefeuille. Il correspond aux certificats d'émission disponibles pour couvrir les futures émissions de gaz à effet de serre ;
- un passif est enregistré en dettes fiscales dans le cas contraire, à hauteur des droits restant à acquérir pour couvrir les émissions déjà réalisées, évalués à la valeur d'acquisition contractualisée pour les achats à terme et livrables avant la restitution, et à la valeur de marché pour le solde.

Le principe de position nette suppose que les certificats d'émission détenus en portefeuille seront ceux utilisés pour compenser les émissions déjà produites. Toutefois, le caractère fongible des droits au sein d'EDF doit être nuancé au regard de l'absence de transfert de ces droits entre les activités insulaires et continentales. Ceci peut conduire à l'enregistrement concomitant d'un actif et d'un passif.

	31/12/2025			31/12/2024		
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes
Matières premières et autres approvisionnements :						
• Combustible nucléaire [1]	10 717	(72)	10 645	10 198	(3)	10 195
• Autres matières premières [2]	312	(182)	130	429	(243)	186
• Autres approvisionnements	1 406	(319)	1 087	1 843	(316)	1 527
En-cours de production	1 086	-	1 086	1 191	-	1 191
TOTAL STOCKS	**13 521**	**(573)**	**12 948**	**13 661**	**(562)**	**13 099**

(1) Ce poste intègre la comptabilisation en 2025 d'une dépréciation du stock de combustible à hauteur de (65) millions d'euros dans le cadre de la mise en service de l'EPR de Flamanville 3 (voir note 2.1.1).

(2) Ce poste intègre la comptabilisation d'une reprise de dépréciation du stock de charbon à hauteur de 63 millions d'euros en 2025, résultant de l'évolution favorable des conditions de marché et de la réalisation des ventes futures, conduisant à l'appréciation de la valeur nette réalisable du stock de charbon désormais valorisé à hauteur de 22 millions d'euros au 31 décembre 2025.

Les valeurs brutes des stocks se décomposent comme suit :

	31/12/2025	31/12/2024
(en millions d'euros)	Valeurs brutes	Valeurs brutes
Matières premières et autres approvisionnements :		
• Combustible nucléaire	10 717	10 198
• Autres matières premières	312	429
• Autres approvisionnements	1 406	1 843
En-cours de production	1 086	1 191
TOTAL STOCKS (VALEURS BRUTES)	**13 521**	**13 661**

(1) La trajectoire d'allocation actuelle de l'EU-ETS ne tient pas encore compte des modifications qui interviendront dans le cadre du paquet *Fit for 55*.

Les dépréciations des stocks se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025 Dépréciations	31/12/2024 Dépréciations	Méthode utilisée pour le calcul de la dépréciation
Matières premières et autres approvisionnements :			
• Combustible nucléaire	(72)	(3)	Valeur d'usage
• Autres matières premières	(182)	(243)	Valeur d'usage/valeur vénale
• Autres approvisionnements	(319)	(316)	Valeur vénale
En-cours de production	-	-	
TOTAL STOCKS (DÉPRÉCIATIONS)	**(573)**	**(562)**	

Il n'y a pas de coûts d'emprunts incorporés dans le coût d'acquisition ou de production des stocks et en-cours.

Note 17 *État des échéances des créances à la clôture de l'exercice*

Principes et méthodes comptables

Les créances clients sont inscrites initialement à leur valeur nominale.

Les créances d'exploitation intègrent le montant des factures à établir relatives à l'énergie livrée et non facturée.

Une dépréciation est constatée lorsque leur valeur d'inventaire reposant sur la probabilité de leur recouvrement déterminée en fonction de la typologie des créances, est inférieure à leur valeur comptable. Selon la nature des créances, le risque assorti aux créances douteuses est apprécié individuellement ou en ayant recours à des matrices de provisions construites sur la base d'historiques de pertes de crédit. EDF ne supporte pas le risque d'impayé sur la part acheminement de ces créances, ce risque étant porté par Enedis.

(en millions d'euros)	Échéance à un an au plus	Échéance à plus d'un an	Montants bruts au 31/12/2025
Créances rattachées à des participations	1	49	50
Prêts	12 784	34 314	47 098
Autres immobilisations financières	750	31	781
CRÉANCES DE L'ACTIF IMMOBILISÉ	**13 535** [1]	**34 394** [2]	**47 929**
Créances Clients et Comptes rattachés :			
Factures établies	3 198	-	3 198
Factures à établir [3]	7 816	-	7 816
Autres créances d'exploitation [4]	8 467	352	8 819
CRÉANCES DE L'ACTIF CIRCULANT	**19 481**	**352**	**19 833**
Charges constatées d'avance	382	569	951
TOTAL DES ÉCHÉANCES DES CRÉANCES	**33 398**	**35 315**	**68 713**

(1) Dont 6,3 milliards d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 5,8 milliards d'euros à EDF power solutions correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, et 0,7 milliard d'euros de dépôt de garantie versé par EDF à Enedis.

(2) Dont 21,5 milliards d'euros à EDF International correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 5,3 milliards d'euros à Enedis correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit, 3,5 milliards d'euros à EDF power solutions correspondant à l'échéance de tirages sur des lignes de crédit, 1,6 milliard d'euros à Dalkia correspondant à l'échéance de prêts et de tirages sur des lignes de crédit et 1,5 milliard d'euros à EDF Energy correspondant à l'échéance de prêts.

(3) Ce poste concerne pour l'essentiel les créances relatives à l'énergie livrée non facturée au 31 décembre 2025.

(4) En 2025, elles comprennent 3 710 millions d'euros de créances sur l'État au titre des impôts et taxes (3 431 millions d'euros en 2024). Au 31 décembre 2025, les autres créances d'exploitation comprennent également une créance de 4 295 millions d'euros au titre de la compensation des charges de service public de l'énergie (CSPE) contre 792 millions d'euros au 31 décembre 2024. Cette dernière intègre la compensation attendue de la part de l'État résultant des effets induits du montant à reverser aux producteurs à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 relative aux obligations d'achat (voir notes 4, 6 et 24 renvoi (2)).

Charges de service public d'EDF

Le montant des charges de service public à compenser à EDF au titre de 2025 s'élève à 11 752 millions d'euros. Le mécanisme de la compensation des charges de service public de l'énergie en France est présenté en note 4.

Les montants encaissés sur l'année 2025, en provenance de l'État, s'établissent à 8 236 millions d'euros. Ce montant inclut le solde du mécanisme au titre de l'année 2024 pour 668 millions d'euros et la compensation au titre de l'année 2025 pour 7 568 millions d'euros.

Au 31 décembre 2025, EDF constate ainsi une créance d'exploitation vis-à-vis de l'État de 4 295 millions d'euros (792 millions d'euros au 31 décembre 2024).

Note 18 *Valeurs mobilières de placement*

Principes et méthodes comptables

Les valeurs mobilières de placement sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. En fin de période, elles sont évaluées au plus bas de leur coût historique et de leur valeur actuelle.

En ce qui concerne les valeurs cotées, la valeur actuelle correspond au cours de Bourse de fin d'exercice. La valeur d'inventaire pour les titres non cotés correspond à la valeur probable de négociation des titres, appréciée en tenant compte des perspectives d'évolution de l'entreprise.

Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les plus-values latentes non comptabilisées.

Les plus ou moins-values de cession des valeurs mobilières de placement sont évaluées sur la base de la méthode du « Premier entré, premier sorti ».

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024	Variation
OPCVM	957	1 156	(199)
TCN court terme en euros et en devises [1]	1 059	1 323	(264)
Titres reçus en garantie [2]	134	345	(211)
Obligations	17 695	11 436	6 259
Titres juniors reçus en garantie	2 002	2 013	(11)
Intérêts courus et autres valeurs mobilières de placement	191	113	78
Total valeur brute [3]	**22 038**	**16 386**	**5 652**
Dépréciations	**(312)**	**(265)**	**(47)**
TOTAL VALEUR NETTE	**21 726**	**16 121**	**5 605**

(1) La part affectée aux actifs dédiés est nulle au 31 décembre 2025 comme au 31 décembre 2024 (voir note 22.2.1.6.5).

(2) Ils comprennent 134 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en dettes financières (voir note 25 renvoi (4)).

(3) L'augmentation de l'encours des obligations s'inscrit dans une stratégie permettant de bénéficier des conditions de rémunération de marchés les plus favorables.

Note 19 *Écarts de conversion et différences d'évaluation - Actif*

Principes et méthodes comptables

Les dettes et créances en monnaies étrangères sont évaluées au cours de change de fin d'exercice. L'écart de conversion dégagé est inscrit au bilan sous une rubrique spéciale « Écarts de conversion actif ou passif ». Les pertes latentes de change sur emprunts en devises, non couverts pour leur risque de change, sont provisionnées en totalité. Les gains latents ne sont pas enregistrés en compte de résultat.

Le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture est enregistré au bilan en écarts d'évaluation compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts. Par symétrie, le résultat de change réalisé au titre des dérivés de couverture impacte le compte de résultat au même rythme que l'élément couvert.

Les gains et pertes de change sur créances et dettes commerciales sont comptabilisés en résultat d'exploitation.

Pour tous les instruments financiers à terme, qualifiés ou non de couverture, les appels de marge sont comptabilisés sous une rubrique « Différences d'évaluation sur instruments financiers à terme-Actif » en cas de versement au titre des pertes latentes sur les dérivés et sous une rubrique « Différence d'évaluation sur instruments financiers à terme-Passif » en cas de réception au titre des gains latents sur les dérivés (voir note 26).

Les écarts de conversion et différences d'évaluation-actif présentent au 31 décembre 2025 une perte de change de 1 754 millions d'euros liée principalement :

- aux pertes de change latentes dues aux effets de l'évolution des devises (dollar américain et livre sterling pour l'essentiel) pour 608 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 127 millions d'euros au 31 décembre 2024) sur les dettes et créances en devises, ainsi que les instruments de couverture de change ;
- au solde au 31 décembre 2025 des écarts de change réalisés sur des instruments de couverture dénoués avec la filiale EDF International pour 221 millions d'euros (236 millions d'euros au 31 décembre 2024). Conformément aux dispositions du PCG, par application du principe de symétrie énoncé à l'article 628-11, le résultat réalisé (311 millions d'euros en 2019 sans équivalent en 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 et 2025) est comptabilisé en écarts de conversion-actif. Il est reconnu en charges sur la durée de vie résiduelle de l'élément couvert, de manière symétrique au mode de comptabilisation des produits et des charges de l'élément couvert. Une charge d'un montant de 15 millions d'euros a été comptabilisée en résultat financier sur l'exercice 2025 à ce titre (15 millions d'euros sur l'exercice 2024) ;
- aux positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres pour 925 millions d'euros au 31 décembre 2025. Au 31 décembre 2024, les positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres étaient présentées à l'actif du bilan au sein de la ligne « Instruments financiers à terme et jetons détenus » pour un montant de 160 millions d'euros.

Retraitée des effets induits par les écarts de change réalisés sur les instruments de couvertures dénoués avec la filiale EDF International pour 221 millions d'euros, par des *swaps* de change en couverture des titres actifs dédiés pour 246 millions d'euros, et par les positions débitrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres pour 925 millions d'euros, la provision pour pertes de change s'élève à 362 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 22.1 renvoi (1)).

Note 20 *Variations des capitaux propres*

(en millions d'euros)	Capital	Réserves et primes	Report à nouveau et acompte sur dividende	Résultat de l'exercice	Subventions d'investissement reçues	Provisions réglementées	Total capitaux propres
Situation au 31 décembre 2023	**2 084**	**27 942**	**(22 461)**	**7 710**	**209**	**5 636**	**21 120**
Affectation du résultat 2023	-	-	7 710	(7 710)	-	-	-
Résultat 2024	-	-	-	9 865	-	-	9 865
Distribution de dividendes	-	-	-	-	-	-	-
Autres variations	-	1	-	-	56	(134)	(77)
Situation au 31 décembre 2024	**2 084**	**27 943**	**(14 751)**	**9 865**	**265**	**5 502**	**30 908**
Affectation du résultat 2024	-	-	9 865	(9 865)	-	-	-
Résultat 2025	-	(4 886)	4 886	19 558	-	-	19 558
Distribution de dividendes	-	(2 000)	-	-	-	-	(2 000)
Autres variations	-	2	-	-	90	(102)	(10)
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2025	**2 084**	**21 059**	**-**	**19 558**	**355**	**5 400**	**48 456**

20.1 Capital social

Au 31 décembre 2025, le capital social s'élève à 2 084 365 041 euros, composé de 4 168 730 082 actions entièrement souscrites et libérées, d'une valeur nominale de 0,50 euro chacune. Elles sont détenues à 100 % par l'État depuis le 8 juin 2023.

20.2 Distributions de l'émetteur

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

Distribution de dividendes

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

Autres distributions

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

Note 21 *Autres fonds propres*

Les autres fonds propres concernent les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF (voir note 21.1) présentant un solde de 9 936 millions d'euros au 31 décembre 2025 (10 188 millions d'euros au 31 décembre 2024) ainsi que les passifs spécifiques des concessions (voir note 21.2) présentant un solde de 2 673 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 592 millions d'euros au 31 décembre 2024).

21.1 Fonds non remboursables – Titres subordonnés à durée indéterminée

Principes et méthodes comptables

Les titres subordonnés à durée indéterminée en euros et en devises émis par EDF sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en autres fonds propres, leur remboursement étant sous le contrôle exclusif d'EDF.

Les frais et la prime liés à l'émission des titres subordonnés sont comptabilisés à l'actif du bilan en charges à répartir et sont amortis le cas échéant au *prorata temporis* sur la durée de la tranche à laquelle ils se rapportent.

La charge d'intérêt annuelle relative à ces instruments est enregistrée en charge financière dans le compte de résultat.

Un reclassement des titres subordonnés à durée indéterminée est effectué des « Autres fonds propres » en « Dettes financières », lorsqu'une intention d'exercer une option de remboursement à court terme est annoncée.

Au 31 décembre 2025, les autres fonds propres présentent un solde de 9 936 millions d'euros composé :

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2014 valorisés pour 857 millions d'euros (contre-valeur euro de la souche initiale de 750 millions de livres sterling). Par ailleurs, il est intervenu la réalisation d'un rachat partiel de 218,5 millions d'euros le 9 octobre 2025 concernant une souche initiale de 1 000 millions d'euros émise en janvier 2014 ayant déjà fait l'objet d'un 1er rachat partiel de 498,7 millions d'euros intervenu en septembre 2024. Considérant le caractère certain du remboursement au 22 janvier 2026 du montant résiduel de la souche soit 282,8 millions d'euros, EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2025 ce montant des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » (voir notes 2.2.11 et 25 renvoi (4)) ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en décembre 2019 valorisés pour 499 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2020 valorisés pour 2 093 millions d'euros ;

- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2021 valorisés pour 1 246 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en novembre 2022 valorisés pour 1 000 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en juin 2023 valorisés pour 1 277 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2024 valorisés pour 1 721 millions d'euros ;
- des titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en septembre 2025 valorisés pour 1 243 millions d'euros (1 250 millions euros (voir note 2.2.10) déduction faite d'une prime d'émission de (7) millions d'euros).

Le 9 octobre 2025, EDF a procédé à un rachat partiel à hauteur de 469,1 millions de livres sterling (contre-valeur euro de 539 millions d'euros) concernant la valeur nominale résiduelle restante de titres subordonnés à durée indéterminée émis par EDF en janvier 2013 pour un montant initial de 1 250 millions de livres sterling ayant déjà fait l'objet d'un 1er rachat partiel de 621,3 millions de livres sterling intervenu en septembre 2024. Considérant le caractère certain du remboursement au 29 janvier 2026 du montant de la souche résiduelle soit 159,6 millions de livres sterling, EDF a ainsi reclassé au 31 décembre 2025 ce montant des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » pour une contre-valeur euro de 182,9 millions d'euros (voir notes 2.2.11 et 25 renvoi (4)). Tenant compte de ces opérations, il ne reste donc plus de titres subordonnés à durée indéterminée, émis par EDF en janvier 2013.

Ce solde intègre les effets liés aux variations de change, les primes de remboursement et leurs amortissements.

La rémunération aux porteurs des titres subordonnés à durée indéterminée s'élève à 474 millions d'euros au 31 décembre 2025 (493 millions d'euros au 31 décembre 2024). Cette charge est comptabilisée en « Charges sur dettes financières long terme après couverture ».

Titres subordonnés à durée indéterminée (en millions de devises) à la clôture :

Date d'émission*	Montant du nominal net des rachats	Devise	Option de remboursement	Taux
01/2014	750	GBP	15 ans	5,88 %
12/2019	500	EUR	8 ans	3,00 %
09/2020	850	EUR	6,5 ans	2,88 %
09/2020	1 250	EUR	10 ans	3,38 %
06/2021	1 250	EUR	7 ans	2,63 %
12/2022	1 000	EUR	6 ans	7,50 %
06/2023	1 500	USD	10 ans	9,13 %
09/2024	500	EUR	5 ans	5,13 %
09/2024	650	EUR	8 ans	5,63 %
09/2024	500	GBP	11 ans	7,38 %
10/2025	1 250	EUR	5,5 ans	4,38 %

* *Date de réception des fonds.*

21.2 Droits du concédant – Passifs spécifiques des concessions

Principes et méthodes comptables

Ces passifs concernent les concessions de distribution publique d'électricité de SEI et les concessions d'énergie hydraulique.

Passifs spécifiques des concessions de distribution publique d'électricité

Ces passifs, représentatifs des obligations contractuelles spécifiques des cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, se décomposent de la façon suivante :

- les droits de l'autorité concédante sur les biens existants (droit de l'autorité concédante de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés) constitués par la contre-valeur en nature des ouvrages (soit la valeur nette comptable des ouvrages concédés), déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ;
- les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler (obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler).

Ces passifs non financiers recouvrent :

- les amortissements constitués sur la partie des biens réputés financés par le concédant ;
- la provision pour renouvellement pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur d'origine. À chaque arrêté, la valeur de remplacement fait l'objet d'une revalorisation sur la base d'indices issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette provision est comptabilisée en provision pour charges.

Lors du renouvellement des biens, les amortissements constitués sur la partie des biens réputée financée par l'autorité concédante et la provision pour renouvellement constituée au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment lors du remplacement effectif du bien en droits du concédant sur les biens existants, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant.

Passifs spécifiques des concessions d'énergie hydraulique

Ces passifs comprennent :

- la contre-valeur des remises gratuites et des participations reçues ;
- les écarts de réévaluation correspondant aux réévaluations des biens effectuées en application des textes législatifs, pour les biens mis en service avant le 1er janvier 1959 et ceux mis en service avant le 1er janvier 1977 ;
- l'amortissement de caducité venant compléter l'amortissement industriel pour les biens dont la date de fin de vie technique est postérieure à la date de fin de concession et qui sont remis gratuitement en fin de concession.

À la suite des modifications apportées au traitement comptable des concessions d'énergie hydraulique au 1er janvier 2009, l'écart de réévaluation 1959 a été transféré dans les capitaux propres lors des retraits d'immobilisations.

L'écart net de réévaluation correspondant à la réévaluation 1976 fait l'objet d'une reprise au compte de résultat sur la durée de vie résiduelle des biens.

Les contre-valeurs des remises gratuites et des participations reçues sont reprises au compte de résultat sur la durée de vie des biens.

Les passifs spécifiques des concessions se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Contre-valeur des biens	174	161
Écarts de réévaluation	666	688
Amortissement de caducité	632	554
Concessions d'énergie hydraulique	**1 472**	**1 403**
Contre-valeur des biens	2 363	2 294
Financement du concessionnaire non amorti	(1 587)	(1 515)
Amortissement du financement du concédant	418	404
Participations reçues sur immobilisations en cours du domaine concédé	7	6
Concessions de distribution publique*	**1 201**	**1 189**
PASSIFS SPÉCIFIQUES DES CONCESSIONS	**2 673**	**2 592**

* *Les passifs des concessions de distribution publique relèvent des concessions de distribution publique d'électricité des Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI).*

Note 22 *Provisions pour risques et charges*

Les provisions pour risques et charges sont constituées des éléments suivants :

			Dotations			Reprises			
(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	Exploitation	Financières	Exceptionnel	Utilisées	Non utilisées	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour risques	**22.1**	**1 205**	**337**	**85**	**-**	**(226)**	**(387)**	**-**	**1 014**
Provisions liées à la production nucléaire	22.2.1	53 821	874	1 902	-	(1 767)	(52)	(434)	54 344
Provisions pour déconstruction (hors installations nucléaires)	22.2.2	1 133	328	65	-	(59)	-	-	1 467
Provisions pour avantages du personnel	22.2.3	12 729	477	846	-	(849)	(410)	-	12 793
Provisions pour autres charges	22.2.4	721	71	1	-	(142)	(116)	(2)	533
Provisions pour charges	**22.2**	**68 404**	**1 750**	**2 814**	**-**	**(2 817)**	**(578)**	**(436)**	**69 137**
TOTAL	**22**	**69 609**	**2 087**	**2 899**	**-**	**(3 043)**	**(965)**	**(436)**	**70 151**

22.1 Provisions pour risques

Principes et méthodes comptables

Une provision est comptabilisée par EDF lorsqu'il existe une obligation actuelle (juridique ou implicite), résultant d'un évènement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour éteindre l'obligation et dont le montant peut être estimé de manière fiable.

Lorsqu'il est attendu un remboursement total ou partiel de la dépense qui a fait l'objet d'une provision, le remboursement est comptabilisé en créance si et seulement si EDF a la certitude raisonnable de le recevoir.

L'évaluation des provisions est faite sur la base des coûts attendus par l'entreprise pour éteindre l'obligation. Les estimations sont déterminées à partir de données de gestion issues du système d'information, d'hypothèses retenues par l'entreprise, éventuellement complétées par l'expérience de transactions ou d'opérations similaires, sur la base d'avant-projets, d'études et de rapports d'experts indépendants ou de devis de prestataires. Ces différentes hypothèses sont revues à l'occasion de chaque arrêté comptable.

Les autres provisions concernent notamment :

- les pertes sur contrats onéreux : elles concernent notamment le contrat long-terme de regazéification avec Dunkerque LNG (activités gazières GNL). Les pertes sur de tels contrats sont évaluées en comparant les coûts liés à leur exécution et les avantages économiques en découlant basés sur les hypothèses de marché et de commercialisation ;
- les pertes latentes de change ;
- les risques liés aux filiales et participations ;
- les litiges ;
- les provisions liées aux dispositifs environnementaux.

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

Les variations des provisions pour risques se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2024	Exploitation	Financières	Utilisées	Non utilisées	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour pertes de change [1]	413	-	65	(116)	-	-	362
Provisions pour contrats déficitaires [2]	466	167	20	(17)	(352)	-	284
Autres provisions pour risques	326	170	-	(93)	(35)	-	368
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES	**1 205**	**337**	**85**	**(226)**	**(387)**	**-**	**1 014**

(1) Les provisions pour pertes de change d'un montant de 362 millions d'euros au 31 décembre 2025 (voir note 19) concernent principalement les emprunts obligataires après couvertures pour 361 millions d'euros. La variation des provisions pour pertes de change d'un montant de (51) millions d'euros est comptabilisée en résultat financier (voir note 10 renvoi (9)).

(2) La dotation sur les provisions pour contrats déficitaires d'un montant de 172 millions d'euros (dont 167 millions d'euros en exploitation) concerne un contrat long terme d'achat de GNL. Au cours de l'exercice 2025, la réévaluation des hypothèses macroéconomiques d'utilisation du terminal Dunkerque LNG à la suite de la conclusion d'un nouveau contrat a conduit à la reprise partielle nette de la provision à hauteur de (349) millions d'euros.

22.2 Provisions pour charges

22.2.1 Provisions liées à la production nucléaire : aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs

Principes et méthodes comptables

Dans le cas des provisions pour déconstruction des centrales en exploitation, la contrepartie de la provision est comptabilisée en immobilisations.

L'effet d'actualisation, généré à chaque arrêté pour refléter l'écoulement du temps, est comptabilisé en charges financières.

Les changements d'estimation des provisions résultant d'une modification des taux d'actualisation, d'un changement d'échéancier de décaissements ou d'un changement de devis sont enregistrés :

- en augmentation ou en réduction des actifs correspondants, dans la limite de leur valeur nette comptable, lorsque la contrepartie de la provision a été initialement enregistrée à l'actif ;
- en résultat de la période dans les autres cas.

Les provisions liées à la production nucléaire sont notamment destinées à couvrir :

- les dépenses d'aval du cycle nucléaire : des provisions pour gestion des combustibles usés et pour gestion à long terme des déchets radioactifs sont constituées en fonction des obligations et des éventuelles contributions libératoires spécifiques à la France ;
- les charges liées à la déconstruction des centrales ;

- les charges relatives au combustible en réacteur au moment de l'arrêt de ce dernier (provisions pour derniers cœurs). Celles-ci correspondent d'une part, au coût du stock de combustible en réacteur non totalement irradié au moment de l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires, et d'autre part, au coût de traitement de ce combustible ainsi qu'au coût d'évacuation et de stockage des déchets de ces opérations.

Les obligations peuvent varier sensiblement en fonction, d'une part, des législations et des réglementations propres à la France et, d'autre part, des technologies et scénarios industriels.

Les provisions constituées par EDF au titre du parc nucléaire de production relèvent principalement des dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires.

Conformément aux principes comptables décrits ci-dessus :

- EDF provisionne l'intégralité des obligations relatives aux installations nucléaires dont il est l'exploitant ;
- EDF constitue par ailleurs des actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme (voir note 22.2.1.6).

L'évaluation des provisions prend en compte un niveau de risques et d'aléas selon les opérations concernées. Elle comporte en outre des facteurs d'estimations, de jugements et d'incertitudes qui sont décrits en note 1.2.2.

Les éléments d'incertitudes identifiés fin 2024 ont connu des évolutions sur l'exercice 2025. En particulier, la provision précédemment constituée relative aux nouvelles capacités d'entreposage des combustibles usés (projet ADEC sous maîtrise d'ouvrage d'Orano) est confortée par les nouvelles informations à disposition d'EDF en 2025 (voir note 22.2.1.1). Concernant Cigéo, au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024 (voir note 22.2.1.2).

S'agissant du plan d'actions démarré en 2025 permettant d'estimer l'impact éventuel du traitement des matières dangereuses (amiante, plomb, ...) sur la déconstruction et le traitement des déchets, notamment concernant les peintures amiantées à la suite des évolutions réglementaires récentes, celui-ci a conduit à des réestimations pour les chantiers de déconstruction des installations arrêtées (voir note 22.2.1.3) mais reste en cours de réalisation pour ce qui concerne le devis de démantèlement des installations en exploitation à la clôture de l'exercice.

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

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2024	Exploitation [1]	Financières [2]	Utilisées	Non utilisées	Autres mouvements [1] [2]	31/12/2025
Provisions pour gestion des combustibles usés	17 449	560	647	(1 202)	-	(5)	17 449
dont non liées au cycle d'exploitation	*4 496*	*65*	*137*	*(31)*	-	*1*	*4 668*
*dont hors périmètre Loi du 28 juin 2006**	*1 238*	-	*61*	*(44)*	-	-	*1 255*
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 156	29	341	(281)	(52)	(85)	14 108
Provisions pour aval du cycle nucléaire	**31 605**	**589**	**988**	**(1 483)**	**(52)**	**(90)**	**31 557**
*dont aval du cycle nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006**	*30 367*	*589*	*927*	*(1 439)*	*(52)*	*(90)*	*30 302*
*dont aval du cycle nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006**	*1 238*	-	*61*	*(44)*	-	-	*1 255*
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 221	285	778	(284)	-	(362)	19 638
Provisions pour derniers cœurs	2 995	-	136	-	-	18	3 149
Provisions pour déconstruction et derniers cœurs	**22 216**	**285**	**914**	**(284)**	**-**	**(344)**	**22 787**
TOTAL PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE	**53 821**	**874**	**1 902**	**(1 767)**	**(52)**	**(434)**	**54 344**
Provisions liées à la production nucléaire périmètre Loi du 28 juin 2006*	52 583	874	1 841	(1 723)	(52)	(434)	53 089
Provisions liées à la production nucléaire hors périmètre Loi du 28 juin 2006*	1 238	-	61	(44)	-	-	1 255

* *Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers (voir ci-dessous).*

(1) *L'évolution des provisions liées à la production nucléaire s'explique notamment par :*
- *une baisse des provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs du fait de la reprise sur la fiscalité d'accompagnement de Cigéo pour (320) millions d'euros (voir note 22.2.1.2) compensée en partie par une augmentation du coût de traitement préalable au stockage des blocs de béton sodés de Creys-Malville pour 118 millions d'euros (voir note 22.2.1.2), et par une hausse relative à la réestimation du coût de transport et de préparation des générateurs de vapeur à la suite du retour d'expérience de l'opération d'évacuation des générateurs de vapeur de Fessenheim pour 117 millions d'euros (voir note 22.2.1.2),*
- *une hausse des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées pour 285 millions d'euros liée notamment à des réestimations de coût de traitement des matières dangereuses dans le cadre du plan d'actions lancé en 2024 et à des révisions de devis liées à l'obtention d'analyses techniques, d'offres reçues ou de révision de planning (voir note 22.2.1.3).*

(2) *Il est par ailleurs à noter une hausse du taux d'actualisation réel de 10 points de base (voir note 22.2.1.5) diminuant les provisions de (984) millions d'euros, dont les effets sont présentés en « Charges d'actualisation » pour un montant de (515) millions d'euros pour les provisions ayant une contrepartie en résultat (voir note 10 renvoi (6)) et en « Autres mouvements » pour un montant de (469) millions d'euros au titre des variations des provisions adossées à des actifs (actifs de contrepartie et actifs sous-jacents). L'effet d'actualisation comprend par ailleurs la charge de désactualisation pour 2 417 millions d'euros comptabilisée en compte de résultat (voir note 10 renvoi (6)).*

Concernant les installations de tiers :

- EDF, Orano Recyclage et le Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA) ont conclu, en décembre 2004, un accord par lequel le CEA reprenait la maîtrise d'ouvrage et le financement des opérations de mise à l'arrêt définitif, de démantèlement des installations ainsi que de reprise et de conditionnement des déchets de l'usine de retraitement UP1 de Marcoule. En contrepartie, EDF a versé au CEA une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage ;
- EDF et Orano Recyclage ont conclu, en décembre 2008 et juillet 2010, deux accords fixant les conditions juridiques et financières d'un transfert à Orano Recyclage des obligations contractuelles d'EDF relatives à sa contribution financière au démantèlement des installations de La Hague et aux opérations de reprise et de conditionnement des déchets. En application de ces accords, EDF a versé à Orano Recyclage une contribution financière libératoire couvrant l'intégralité de sa quote-part au coût des opérations restant à réaliser, EDF demeurant propriétaire de ses déchets ultimes et supportant uniquement leur coût de transport et de stockage.

22.2.1.1 Provisions pour gestion des combustibles usés

Traitement des combustibles usés

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible, est de pratiquer le traitement des combustibles usés, le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX (Mélange d'Oxydes de plutonium et d'uranium) et le recyclage de l'uranium de retraitement.

Les quantités nominales à traiter par Orano Recyclage à la demande d'EDF, soit environ 1 100 tonnes par an, sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX (soit 24 réacteurs autorisés actuellement au titre du Dossier d'Autorisation de Création).

En conséquence, la provision pour gestion des combustibles usés (GCU) (17 449 millions d'euros) comprend principalement les prestations à réaliser par Orano Recyclage correspondant aux éléments suivants :

- l'évacuation du combustible usé des centres de production d'EDF, sa réception et son entreposage intermédiaire ;
- le traitement y compris le conditionnement et l'entreposage des matières valorisables.

Les charges de traitement prises en compte dans la provision pour gestion des combustibles usés concernent le combustible usé recyclable dans les installations existantes, y compris la part relative au combustible chargé en réacteur et non encore irradié.

Les charges sont principalement évaluées à partir des flux physiques prévisionnels à la date de l'arrêté des comptes, et sur la base des contrats avec Orano Recyclage qui déclinent l'accord-cadre pour la période 2008-2040. Ces contrats – qui peuvent faire l'objet d'avenants – contiennent des indices de révision de prix qui sont mis à jour chaque année.

Le contrat d'application actuellement en vigueur porte sur la période 2024-2026. La négociation sur le contrat d'application qui couvrira la période suivante a débuté en 2025. Aucune conséquence de cette négociation sur la portée des engagements financiers du Groupe ni sur la provision ne peut en être déduite à ce stade des discussions.

Entreposage des combustibles usés

L'entreposage des combustibles usés est un enjeu clé pour l'aval du cycle par deux aspects :

- la gestion du risque de saturation des piscines de La Hague compte tenu notamment des prévisions de remplissage des entreposages de combustibles usés issus du parc de production d'EDF ;
- le besoin d'entreposage de long terme du combustible usé engagé actuellement non recyclable dans des installations industrielles construites ou en construction, à savoir le combustible au plutonium (MOX usé), l'uranium issu du traitement (URE usés), et le combustible de Creys-Malville (RNR usés) dans l'attente des réacteurs de quatrième génération.

  Le Conseil de Politique Nucléaire (CPN) du 26 février 2024 a confirmé les grandes orientations de la politique française sur l'aval du cycle combinant le retraitement, la réutilisation des combustibles usés et la fermeture du cycle, via la prolongation, la résilience des installations actuelles et le renouvellement des usines du cycle à La Hague. En conséquence, le scénario industriel a évolué au 30 juin 2024 pour tenir compte d'un report du risque de saturation des piscines de La Hague à court terme avec la mise en œuvre des parades (densification de l'entreposage de La Hague 1, entreposage à sec) ainsi que la construction de capacités d'entreposage nouvelles pour les combustibles usés non recyclables dans les installations industrielles construites ou en construction. Ce changement de scénario industriel a conduit à une dépréciation des coûts immobilisés au titre du bassin envisagé jusqu'alors pour gérer le risque de saturation pour un montant de 142 millions d'euros et à la mise à jour des provisions pour gestion des combustibles usés à fin juin 2024, pour un impact global de 3 301 millions d'euros.

S'agissant du projet de construction de nouvelles capacités d'entreposage, l'instruction du schéma industriel pour les futures installations du cycle sur le site Orano de La Hague (dit Programme Aval du Futur « ADF ») est en cours. Il comprendra notamment une nouvelle usine de traitement de combustibles usés ainsi qu'une nouvelle usine de fabrication des combustibles MOX. Placé sous la maîtrise d'ouvrage d'Orano, ce schéma prévoit de disposer également d'un atelier regroupant de nouvelles capacités d'entreposage (ADEC), qui seront connectées ultérieurement aux futures installations de traitement.

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

Ainsi, dans le cadre des discussions relatives au Programme Aval du Futur, Orano a remis à EDF en décembre 2025 une mise à jour du devis global du Programme qui confirme l'évaluation précédemment réalisée par EDF de la provision relative à de nouvelles capacités d'entreposage. Une revue approfondie de l'évaluation sera réalisée lors de la remise par Orano à EDF des études APS attendues à un horizon de fin 2026.

Recyclage de l'Uranium de retraitement

La filière de recyclage de l'uranium de retraitement, relancée en 2018, avec le chargement des premiers assemblages en 2023, concerne actuellement quatre réacteurs de 900 MW. Sous réserve de la réalisation des modifications techniques et de l'obtention des autorisations nécessaires, d'autres réacteurs de 1 300 MW recevront des assemblages à base d'uranium de retraitement à l'horizon 2027. La provision pour entreposage de l'uranium de retraitement intégrée dans la provision pour gestion des combustibles usés (soit 469 millions d'euros) correspond au coût d'entreposage des matières qui ne pourront pas être utilisées au-delà de la durée de fonctionnement des centrales conformément à la durée d'amortissement retenue en comptabilité.

Audit commandité par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la Direction générale du Trésor

Conformément aux prérogatives fixées par l'article 594-4 du Code de l'environnement, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et la Direction générale du Trésor ont commandité début 2024 la réalisation d'un audit externe sur l'évaluation des charges de gestion des combustibles usés d'EDF à fin décembre 2023. L'audit a commencé au deuxième trimestre 2024 et s'est conclu le 28 mai 2025 sans impact significatif sur la manière dont EDF appréhende son obligation matérialisée par le montant de provision pour gestion de combustibles usés au 31 décembre 2023. À date, EDF reste en attente de la lettre de suite qui sera émise par la DGEC, commanditaire de cet audit.

22.2.1.2 Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs

Ces provisions concernent les dépenses futures relatives :

- à l'entreposage, l'évacuation et le stockage des colis de déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé ;
- au stockage direct, le cas échéant après entreposage longue durée, du combustible usé non recyclable dans les installations existantes, à savoir le combustible au plutonium (MOX), le combustible de Creys-Malville (RNR) et celui de Brennilis (eau lourde) ;
- aux opérations de caractérisation, traitement, conditionnement et entreposage intermédiaire des déchets radioactifs issus de la déconstruction ou de certains déchets d'exploitation, et à l'évacuation et au stockage définitif de ces déchets radioactifs ;
- à la quote-part d'EDF des coûts d'études, de construction, de maintenance et d'exploitation, de fermeture et de surveillance des centres de stockage existants ou à créer.

Les volumes de déchets donnant lieu à provision incluent, d'une part, les colis de déchets existants et, d'autre part, l'ensemble des déchets à conditionner tels qu'obtenus notamment après déconstruction des centrales ou après traitement à La Hague du combustible usé (comprenant la totalité du combustible chargé en réacteur au 31 décembre, irradié ou non). Ces volumes sont revus périodiquement en cohérence avec les données déclarées dans le cadre de l'inventaire national des déchets de l'ANDRA.

Les provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs se décomposent comme suit :

(en millions d'euros)	Centres de stockage concernés	31/12/2025	31/12/2024
Déchets TFA et FMA	TFA : CIRES – Morvilliers (ANDRA)		
	FMA : CSA – Soulaines (ANDRA)	3 565	3 310
Déchets FAVL	Projet en cours d'étude (ANDRA)	366	371
Déchets HA-MAVL	Centre de stockage géologique (projet Cigéo)/		
	Installation conditionnement – Entreposage ICEDA	10 177	10 475
PROVISIONS POUR GESTION À LONG TERME DES DÉCHETS RADIOACTIFS		**14 108**	**14 156**

Déchets TFA et FMA

Base d'évaluation

Les déchets de Très Faible Activité (TFA) et de Faible et Moyenne Activité à vie courte (FMA) proviennent des installations nucléaires en exploitation ou en déconstruction :

- les déchets de TFA proviennent principalement de la déconstruction des installations nucléaires, et se présentent majoritairement sous forme de métaux (gros composants, tuyauteries, supports...) ou de gravats (bétons, terres...). Ils sont stockés en surface au centre de stockage de Morvilliers, mis en service en 2003 et géré par l'ANDRA ;
- les déchets de FMA (gants, filtres, résines, matériaux...) sont stockés en surface au centre de stockage de Soulaines, mis en service en 1992 et géré par l'ANDRA.

Le coût d'évacuation, de traitement et de stockage des déchets à vie courte (TFA et FMA) est évalué sur la base :

- des contrats en cours avec les différents transporteurs et avec l'ANDRA pour l'exploitation des centres de stockage existants ;
- des coûts de l'usine de la filiale Cyclife France (site de Centraco à Codolet, mis en service en 1999) pour le traitement d'une partie de ces déchets pouvant être fondus ou incinérés, avant stockage dans les centres de l'ANDRA ;
- du contrat signé le 23 décembre 2025 avec la filiale Cyclife Technocentre, créée le 27 novembre 2025, pour le traitement (découpe, tri et fusion) des métaux très faiblement actifs (dont ceux des générateurs de vapeur) dans l'installation Technocentre, entre 2032 et 2072, avant valorisation de ces métaux et stockage des déchets finaux dans les centres de l'ANDRA. En effet, à la suite du débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) et porté par EDF, qui s'est déroulé du 10 octobre 2024 au 7 février 2025, EDF a décidé de poursuivre le projet de développement de l'installation Technocentre sur le site de Fessenheim, installation qui prévoit d'être mise en service en 2032 et exploitée par la filiale Cyclife Technocentre ;
- de l'évaluation des autres dépenses prévues de développement de filières de traitement préalable.

Au 30 juin 2025, le coût de traitement préalable au stockage des blocs de béton sodés de Creys-Malville a été réévalué avec un impact de 118 millions sur la provision pour gestion des déchets TFA. Ce gisement est issu du traitement en tant que déchet du sodium contenu dans les circuits primaires et secondaires du réacteur de Creys-Malville.

Par ailleurs, le coût de transport des générateurs de vapeur a été réestimé à la suite du retour d'expérience de l'opération d'évacuation des générateurs de vapeur de Fessenheim ce qui a conduit à augmenter la provision de 117 millions d'euros à l'échelle du parc (de l'ordre de 300 générateurs de vapeur pour le parc REP en exploitation).

Déchets FAVL

Les déchets de Faible Activité à Vie Longue (FAVL) appartenant à EDF sont essentiellement constitués de déchets graphite issus de la déconstruction des centrales nucléaires UNGG (Uranium Naturel – Graphite – Gaz).

Compte tenu de leur durée de vie et de leur niveau d'activité inférieur à celui des déchets HA-MAVL, la loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage spécifique à faible profondeur.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite de Chinon A2, premier réacteur UNGG démantelé qui sera extrait à l'horizon 2045, est celui d'un stockage dans le centre de surface existant (CSA). Un risque a par ailleurs été provisionné au titre de l'éventualité de devoir construire sur le site un entreposage temporaire du graphite de Chinon A2.

Le scénario pris en compte dans les provisions pour le graphite des autres réacteurs est celui d'un stockage direct dans un centre de stockage dédié à faible profondeur.

Déchets HA-MAVL

Les déchets de Haute Activité et Moyenne Activité à Vie Longue (HA-MAVL) proviennent essentiellement du traitement des combustibles usés et, dans une moindre mesure, des déchets issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires (composants métalliques ayant séjourné dans le réacteur).

La loi du 28 juin 2006 prévoit pour ces déchets un stockage réversible en couche géologique profonde. C'est l'objet du projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique).

L'arrêté du 15 janvier 2016 pris par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie fixe le coût objectif du projet de stockage Cigéo à 25 milliards d'euros aux conditions économiques du 31 décembre 2011.

Pour autant, fin 2024, EDF a intégré dans ses comptes une actualisation de la provision pour prendre en compte des éléments qui n'étaient pas intégrés dans le chiffrage arrêté en 2016. Cette actualisation a généré une augmentation de la provision de 823 millions d'euros.

En application de l'arrêté de chiffrage du 15 janvier 2016, il est prévu que le coût du projet Cigéo soit régulièrement mis à jour et a minima aux étapes clés du développement du projet (autorisation de création, mise en service, fin de la « phase industrielle pilote », réexamens de sûreté), conformément à l'avis de l'ASNR.

Ainsi, le 12 mai 2025, l'ANDRA a remis au ministre chargé de l'Industrie et de l'Énergie un rapport portant sur la mise à jour de l'évaluation du chiffrage de Cigéo. Il s'agit de la première étape du processus permettant d'actualiser le chiffrage de référence du projet Cigéo et les provisions associées.

Le planning de référence associé serait également révisé, la réception des premiers colis de déchets étant dorénavant envisagée en 2050 pour les colis MAVL (versus entre 2035 et 2040 dans le planning de référence précédent), les colis HA étant attendus pour 2080 comme auparavant.

Les éléments communiqués par l'ANDRA sous la forme d'estimations hautes, intermédiaires et basses selon les hypothèses considérées intègrent notamment un scénario comprenant des optimisations jugées atteignables à terme, dans le cadre du planning prévisionnel du projet, et montrent pour ce scénario, à fiscalité constante, une relative stabilité des chiffrages associés.

Au 31 décembre 2025, le nouvel arrêté coût n'étant pas paru, les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL restent calculées sur la base de l'arrêté coût de 2016 et des éléments identifiés à fin 2024.

Un réexamen du montant de la provision sera conduit à l'issue de la publication de l'arrêté coût.

Les provisions au titre du stockage des déchets HA-MAVL, s'élèvent à un montant total de 9 175 millions d'euros. Elles intègrent le coût du stockage, en tenant compte des quotes-parts des producteurs en fonction des volumes, et de la caractérisation des déchets et comprennent, par ailleurs, l'entreposage préalable des déchets radioactifs issus du traitement du combustible usé, l'évacuation vers le stockage et le stockage direct des combustibles usés non recyclables dans des installations existantes.

Enfin, concernant la fiscalité de Cigéo, l'article 127 de la loi de finances 2021 prévoit une évolution de la fiscalité du projet (passage d'une fiscalité issue du droit commun applicable aux installations industrielles, à une fiscalité basée sur une taxe spécifique de stockage). À fin 2025, les dispositions associées à cette loi et leur éventuel impact sur le niveau de la fiscalité de l'installation restent toutefois à préciser.

Arrêté portant sur le tarif d'accompagnement du projet Cigéo

Concernant la fiscalité d'accompagnement de Cigéo, l'arrêté qui complète l'article 18 de la loi de finances 2025 a été publié le 24 décembre 2025 et consacre désormais le caractère autonome et pérenne que l'État donne au tarif d'accompagnement, précédemment provisionné dans les coûts du projet. Le lien entre ce tarif et l'obligation de gestion à long terme des déchets radioactifs n'étant désormais plus établi, EDF a procédé à un changement d'estimation comptable et a appliqué prospectivement les effets de ce changement dans ses comptes au 31 décembre 2025, conduisant à une reprise de l'intégralité de la provision enregistrée à ce titre pour un montant de 320 millions d'euros. Le paiement annuel de ces taxes d'accompagnement sera donc désormais comptabilisé comme une charge de la période.

ICEDA

La provision constituée pour les déchets de HA-MAVL intègre également le conditionnement et l'entreposage des déchets MAVL principalement à ICEDA (Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés), dans l'attente de leur expédition à Cigéo, pour un montant en provision de 1 002 millions d'euros.

22.2.1.3 Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires

EDF assume la responsabilité technique et financière de la déconstruction des installations nucléaires de base (INB) dont il est exploitant.

Le scénario de déconstruction retenu par EDF est conforme au Code de l'environnement, qui impose un délai aussi court que possible entre l'arrêt définitif de l'installation et son démantèlement dans des conditions économiquement acceptables et dans le respect des principes énoncés à l'article L. 1333-1 du Code de la santé publique (radioprotection) et au chapitre II de l'article L. 110-1 du Code de l'environnement (protection de l'environnement). Les sites seront remis en état conformément au Guide n° 24 de l'ASNR et les terrains pourront être réutilisés pour un usage industriel.

Les opérations de démantèlement en cours concernent les centrales qui ont été construites et exploitées avant le parc nucléaire actuellement en fonctionnement, dites centrales de « première génération », ainsi que la centrale de Superphénix, la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT) et l'Atelier des Matériaux Irradiés à Chinon. Ces opérations couvrent quatre technologies différentes de réacteurs : réacteur à eau lourde (Brennilis), réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium (Superphénix à Creys-Malville), réacteur modéré au graphite et refroidi au gaz (réacteurs UNGG à Chinon, Saint-Laurent et Bugey) et réacteur à eau pressurisée (« REP » à Chooz et Fessenheim).

Concernant la centrale REP de Fessenheim, le dossier de démantèlement est en cours d'instruction par l'ASNR et les opérations réalisées concernent la phase préparatoire du démantèlement. La publication du décret de démantèlement est attendue en mars 2026.

Ces opérations constituent des premières pour EDF et, à l'exception du REP, elles concernent des technologies de réacteurs pour lesquelles le retour d'expérience international est faible voire inexistant. Elles nécessitent donc le développement de méthodes et technologies nouvelles, qui comportent un risque plus important que des technologies disposant déjà d'un retour d'expérience. La déconstruction du REP bénéficie en revanche d'un retour d'expérience (essentiellement américain car, en Europe, la plupart des réacteurs définitivement arrêtés n'ont pas achevé le démantèlement de leur circuit primaire). Concernant Chooz A, la centrale présente par ailleurs la particularité de se situer dans une caverne et de présenter une contamination radiologique sensiblement différente du parc REP en exploitation, ce qui en fait également une opération singulière pour laquelle le retour d'expérience n'est pas immédiatement transposable et qui comprend des enjeux spécifiques.

Les opérations en cours sur les installations arrêtées (en particulier le retour d'expérience transposable acquis sur le REP de Chooz) et les études d'avant-projet sommaire des 2 tranches 900 MW de Fessenheim, ainsi que les travaux préparatoires à leur démantèlement, ont permis à compter de fin 2021 d'établir un chiffrage détaillé de référence pour l'estimation des coûts futurs de la déconstruction du parc nucléaire actuellement en fonctionnement (centrales de « deuxième et troisième génération »). Pour autant, ni EDF, ni aucun autre opérateur, n'a aujourd'hui engagé un programme de déconstruction à une échelle comparable à celle du parc REP actuel et les estimations comportent donc à la fois des opportunités et des risques notamment associés à cet effet d'échelle.

Les provisions pour déconstruction couvrent les charges futures de déconstruction telles que décrites ci-dessus (à l'exception de l'évacuation hors site et du stockage des déchets, qui relèvent de la provision pour gestion à long terme des déchets radioactifs).

Les variations des provisions pour déconstruction des centrales nucléaires se répartissent comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2024	Exploitation [1]	Financières	Utilisées [1]	Non utilisées	Autres mouvements [2]	31/12/2025
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 510	-	608	(10)	-	(362)	13 746
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 711	285	170	(274)	-	-	5 892
TOTAL PROVISIONS POUR DÉCONSTRUCTION DES CENTRALES NUCLÉAIRES	**19 221**	**285**	**778**	**(284)**	**-**	**(362)**	**19 638**

(1) Les dotations d'exploitation correspondent pour l'essentiel aux conséquences de la revue annuelle des devis des centrales définitivement arrêtées (principalement au titre des sujets de traitement des matières dangereuses et de l'obsolescence, tels que précisés ci-dessous) concernant en conséquence des provisions non adossées à des actifs. Les reprises correspondent aux dépenses de déconstruction effectuées en 2025.

(2) Les autres mouvements sur les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires en exploitation comprennent principalement les effets du changement de taux d'actualisation réel au 31 décembre 2025 pour les provisions adossées à des actifs (voir note 22.2.1.5) pour (306) millions d'euros.

Pour les centrales nucléaires en exploitation (filière réacteur à eau pressurisée (REP) paliers 900 MW, 1 300 MW, N4 et l'*European Pressurised Reactor* (EPR) de Flamanville 3)

Les bases d'évaluations décrites dans les deux paragraphes suivants concernent les 56 tranches nucléaires en exploitation ainsi que Flamanville 3.

S'agissant des 56 tranches des paliers 900, 1 300 et 1 450 MW (donc hors Flamanville 3), le devis de démantèlement retenu comme base d'évaluation repose sur une analyse de l'ensemble des coûts d'ingénierie, de travaux, d'exploitation et de traitement sur site des déchets pour démanteler une paire de réacteurs du palier 900 MW. Ce devis de référence est extrapolé aux têtes de série des paliers 1 300 MW et 1 450 MW en tenant compte des différences de taille et de configuration des installations. Le devis pour l'ensemble du parc valorise également des effets de série et de mutualisation permis par l'homogénéité technique des réacteurs. En 2021, le coût de référence de la tête de série 900 MW a été mis à jour afin de prendre en compte les études d'avant-projet menées en préparation du démantèlement de Fessenheim, ainsi que le retour d'expérience du début de sa phase de pré-démantèlement.

Les natures des principaux effets de série et de mutualisation retenus dans les chiffrages du devis sont explicitées ci-dessous.

L'amplitude des effets de série (réductions de coûts sur les réacteurs suivant la tête de série d'un même palier) dépend de la nature des activités :

- la plupart des études réalisées sur la tête de série d'un palier est reprise pour les réacteurs suivants avec des adaptations mineures ;
- les outillages spécifiques sont réutilisés sur plusieurs chantiers successifs ;
- le retour d'expérience acquis sur les premiers chantiers est directement exploitable pour réduire les risques et optimiser les chantiers similaires suivants.

Les effets de mutualisation désignent les synergies entre les différentes tranches présentes sur un même site. Ils représentent :

- le fait que certains bâtiments industriels et tertiaires sont communs à tous les réacteurs d'un même site et ne sont pas à démanteler deux fois ;
- certains coûts de fonctionnement, surveillance, maintenance et exploitation ne sont pas proportionnels, voire quasi-indépendants du nombre de réacteurs présents sur un même site.

Des effets de mutualisation entre Flamanville 1 et 2 et Flamanville 3 ont été intégrés.

Ces effets de mutualisation expliquent que le démantèlement de plusieurs réacteurs sur un même site coûte moins cher que le démantèlement de réacteurs isolés sur des sites différents. En France, à la différence d'autres pays, il n'y a pas de réacteurs isolés mais des sites avec deux, quatre et dans un cas, six réacteurs.

Les effets de série et de mutualisation représentent respectivement 9 % et 7 % du montant du devis du parc REP en exploitation calculé sans ces effets. Ces effets varient selon les paliers, les effets étant d'autant plus importants que le nombre de tranches d'un palier (effet de série) et celui de tranches par site (effet mutualisation) est élevé, ce qui conduit à des effets sur le palier 900 MW supérieurs à 16 % (effets de série et de mutualisation).

A contrario, les estimations de coûts n'intègrent que de façon très marginale l'évolution de la productivité et l'effet d'apprentissage. L'audit externe mandaté par la DGEC, et rendu public en janvier 2016, sur le coût de démantèlement du parc en exploitation avait à cet égard considéré que cette option représentait une prudence d'estimation.

Le devis intègre également une couverture des risques et incertitudes de la façon suivante :

- intégration d'incertitudes sur toutes les hypothèses du devis : sur les coûts bruts estimés, mais également sur la durée du planning, sur les effets de série, de mutualisation, et les coefficients de transposition ;
- intégration de risques : évènements identifiables dont l'occurrence n'est qu'éventuelle. La cotation financière de ces risques tient compte des coûts directement induits par leur réalisation et également des coûts induits par l'allongement de la durée totale du projet.

La marge globale pour risques et incertitudes est ainsi de 18,7 % pour l'ensemble du parc REP en exploitation hors Flamanville 3 (33,4 % pour le devis de la référence Fessenheim).

Depuis sa révision approfondie en 2016, le devis fait l'objet d'une revue annuelle, qui a donné lieu à des ajustements annuels peu significatifs.

Par ailleurs, EDF s'attache à conforter ses analyses par une inter-comparaison internationale en prenant soin d'identifier et de caractériser un certain nombre d'éléments pouvant fausser des comparaisons directes, comme notamment les différences de périmètres des devis ou les contextes nationaux et réglementaires.

En 2025, sur la base des estimations réalisées sur les différents postes de coûts, le devis à terminaison (en euros$_{2025}$) s'élève à environ 0,70 milliard d'euros pour une tranche de Fessenheim, à comparer à 0,43 milliard d'euros de coût moyen par tranche pour le parc REP complet, hors Flamanville 3, en tenant compte des effets de série et de mutualisation décrits précédemment.

En 2025, une simplification du modèle de calcul des effets de mutualisation conduit à une diminution de la provision pour déconstruction des centrales en exploitation pour incertitudes planning à hauteur de 58 millions d'euros.

À noter qu'au titre des peintures amiantées, concernant les centrales en exploitation, un plan d'action est en cours pour collecter les informations disponibles dans le système d'information et établir un programme de caractérisation, en priorité sur les gros composants peints dimensionnants

pour le démantèlement, ensuite élargi à d'autres équipements électromécaniques. Ce programme de caractérisation prend en compte le programme de maintenance du parc en exploitation ainsi que les capacités à faire des diagnostiqueurs.

S'agissant de Flamanville 3, après le chargement du combustible nucléaire dans le réacteur réalisé en mai 2024, EDF a procédé à la première divergence du réacteur (après accord de l'ASN) le 3 septembre 2024, c'est-à-dire au démarrage du processus de réaction en chaîne. Cette première divergence a conduit, dans les états financiers consolidés du Groupe, à la comptabilisation de provisions relatives à Flamanville 3. L'évaluation est basée sur une adaptation du coût de référence de la tête de série 900 MW, à la configuration de Flamanville 3 (dont la durée d'exploitation est prévue pour 60 ans). Cette provision s'élève à 230 millions d'euros dans les comptes au 31 décembre 2025.

Pour les centrales nucléaires définitivement arrêtées

Le démantèlement des réacteurs à l'arrêt représente des opérations pilotes correspondant à quatre technologies différentes et présentant des spécificités marquées : REP à Chooz A inséré dans une caverne, Uranium Naturel – Graphite – Gaz (UNGG) à Bugey, à Saint-Laurent et à Chinon, eau lourde à Brennilis, réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium à Creys-Malville, et REP à Fessenheim (la tête de série des réacteurs de 2e génération).

Base d'évaluation

Les coûts de déconstruction sont évalués à partir de devis, qui prennent en compte le retour d'expérience industriel, les aléas et évolutions réglementaires, et les dernières données chiffrées disponibles. Ils font l'objet d'une réévaluation annuelle.

La stratégie industrielle du démantèlement des réacteurs UNGG prévoit :

- un démantèlement essentiellement téléopéré des cœurs de réacteurs ;
- la qualification des outils et de la plateforme de téléopération sur un « démonstrateur industriel » qui a été inauguré en 2022 ;
- le démantèlement d'un premier réacteur « tête de série » Chinon A2 et la mise en configuration sécurisée des 5 autres réacteurs.

Cette stratégie se traduit par une fin des opérations relatives au démantèlement des caissons réacteurs (incluant la phase d'assainissement et de réhabilitation de site) entre 2063 et 2093, selon les réacteurs, conformément aux décisions de l'ASN relatives au démantèlement des réacteurs UNGG publiées en mars 2020.

Pour mémoire, un audit externe commandité par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) publié en 2021 sur l'évaluation du démantèlement des installations nucléaires arrêtées d'EDF (installations UNGG et gestion de ses déchets FAVL, Superphénix et Brennilis) souligne « une organisation structurellement orientée vers la réalisation des projets de démantèlement », un « processus de chiffrage et de révision annuelle [qui] est robuste, et permet une bonne traçabilité des hypothèses utilisées et des données d'origine » et « une démarche industrielle de long terme pour surmonter les quelques défis technologiques restants ». Enfin, le rapport indique que « les provisions sont cohérentes avec les scénarios de base des projets et couvrent le périmètre complet des charges du périmètre audité » et leur « dimensionnement adéquat » au travers d'une mise à l'épreuve du dimensionnement des charges et provisions d'EDF.

Conformément aux recommandations de cet audit, une méthodologie d'estimation analytique des risques et d'incertitudes planning (appliquée à la plupart des projets de déconstruction en cours), ainsi qu'un niveau supplémentaire d'incertitude pour les chiffrages « à dire d'expert », ont été introduits afin de conforter l'évaluation des risques planning et des niveaux d'incertitudes sur les chiffrages.

Les devis des centrales définitivement arrêtées prennent également en compte des évolutions méthodologiques sur l'évaluation des besoins d'études et d'ingénierie et le risque d'obsolescence sur des matériels en place nécessaires au démantèlement (par exemple, matériels de manutention et de levage).

Au 31 décembre 2025, les montants bruts évalués aux conditions économiques de fin de période (reste à dépenser) et les montants en valeur actualisée, sont les suivants par technologie de réacteurs

(en millions d'euros)	Montants des charges aux conditions économiques de fin de période	Montants provisionnés en valeur actualisée
Réacteur à eau pressurisée REP – Chooz A	342	299
Réacteur à eau pressurisée – Fessenheim*	1 177	996
Réacteur Uranium Naturel – Graphite – Gaz – UNGG Bugey, Saint Laurent, Chinon	6 481	3 302
Réacteur à eau lourde – Brennilis	548	470
Réacteur à neutrons rapides refroidi au sodium – Superphénix à Creys Malville	714	621

* *Hors entreposage intermédiaire et traitement des générateurs de vapeur.*

Les provisions pour déconstruction des centrales nucléaires arrêtées comprennent également les coûts de déconstruction d'installations annexes comme le bâtiment pour l'Entreposage du Combustible (APEC) à Creys-Malville et la Base Chaude Opérationnelle du Tricastin (BCOT).

Comparé aux coûts de déconstruction pour la technologie REP, le coût de déconstruction à terminaison (ensemble des coûts réalisés et restant à dépenser) des autres réacteurs est plus élevé en fonction de leurs caractéristiques :

- environ deux fois plus pour Brennilis (environ 1,3 milliard d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison de sa compacité, d'un cœur enchâssé dans du béton donc difficile d'accès, de l'absence de piscine qui implique des découpes avec des moyens téléopérés sans visuel direct plus complexes que sur le REP et de la présence de zircaloy (risque incendie) qui impose des cadences de découpe réduites et un contrôle renforcé ;
- environ deux fois plus pour les réacteurs UNGG (environ 7,8 milliards d'euros de coût à terminaison pour 6 réacteurs), qui nécessitent d'évacuer 20 fois plus de matériaux que pour un REP en raison de leur taille, et dont la difficulté d'accès et la gestion particulière du graphite nécessitent le développement de moyens téléopérés spécifiques ;
- environ quatre fois plus pour Superphénix (environ 2,4 milliards d'euros de coût à terminaison pour un réacteur), en raison du traitement du sodium, très délicat à éliminer, et de la taille des installations, en particulier celle du réacteur (sa cuve est 20 fois plus grande que celle d'un REP 1 300 MW).

Évolutions 2024

En 2024, dans le cadre des travaux méthodologiques, ont été approfondis les deux sujets transverses suivants :

- le traitement des matières dangereuses (amiante, plomb…) avec le lancement d'un plan d'actions pluriannuel visant à consolider les inventaires amiante et plomb sur les sites, à renforcer la maîtrise du risque matières dangereuses et à évaluer les surcoûts de la gestion de ces matières dangereuses et les potentiels impacts planning. Cela a conduit à une augmentation des provisions de 229 millions d'euros (dont 70 millions d'euros pour la prise en compte des conséquences sur Fessenheim des évolutions règlementaires récentes relatives aux peintures amiantées) ;
- le traitement de l'obsolescence avec une étude détaillée à la suite des travaux menés en 2023 sur les systèmes les plus à risques. Cette étude a été conduite à partir d'une analyse des systèmes de Saint Laurent A extrapolée à l'ensemble des sites arrêtés, et a conduit à une augmentation des provisions de 108 millions d'euros.

Évolutions 2025

Le lancement en 2024 du plan d'actions relatif au coût du traitement des matières dangereuses a conduit, en 2025, à prendre en compte l'état des lieux détaillé de présence d'amiante, de plomb et d'éventuelles autres matières dangereuses, par site, pour estimer une enveloppe globale de surcoûts à la fois pour la part travaux (coûts de désamiantage pour le retrait des matériaux et revêtement de génie civil concernés et pour les activités de démolition), pour la part exploitation et ingénierie (ressources supplémentaires, formation, adaptation des locaux…) et pour la part de traitement des déchets. Cette estimation a été probabilisée pour tenir compte d'un risque de réalisation effective de ces surcoûts. Cela a conduit à une augmentation de la provision à hauteur de 44 millions d'euros.

Sur l'exercice 2025, plusieurs révisions de devis ont été prises en compte du fait de l'obtention d'analyses techniques, d'offres reçues ou de révisions de plannings. Ces révisions ont notamment conduit à (i) une augmentation du coût de déconstruction de la centrale de Brennilis à la suite de la prise en compte de surcoûts pour le démantèlement du bloc réacteur pour 90 millions d'euros, et (ii) une augmentation des coûts de déconstruction de la centrale de Chinon à la suite d'ajustements des coûts d'exploitation et une augmentation des coûts de développement du démonstrateur industriel pour un montant total de 54 millions d'euros.

22.2.1.4 Provisions pour derniers cœurs

Cette provision couvre les charges qui résulteront de la mise au rebut du combustible partiellement consommé à l'arrêt définitif du réacteur. Son évaluation est fondée sur :

- le coût de la perte correspondant au stock de combustible en réacteur non totalement irradié à l'arrêt définitif et qui ne peut pas être réutilisé du fait de contraintes techniques et réglementaires (dite « part amont ») ;
- le coût des opérations de traitement du combustible et d'évacuation et de stockage des déchets correspondants (dite « part aval »). Ces coûts sont valorisés selon des modalités similaires à celles utilisées pour les provisions relatives à la gestion des combustibles usés et à la gestion à long terme des déchets radioactifs.

Ces coûts sont inéluctables et font partie des coûts de mise à l'arrêt et de démantèlement d'une tranche de production nucléaire. En conséquence, les coûts sont intégralement provisionnés dès la date de mise en service et un actif est constitué en contrepartie de la provision. Il est à noter que le Conseil d'État, dans sa décision du 11 décembre 2020, a contesté la déductibilité fiscale des conséquences de la constitution immédiate d'une provision pour démantèlement du dernier cœur (« part amont »). Par un arrêt du 31 mars 2023, la haute juridiction a confirmé définitivement la non-déductibilité fiscale de cette provision.

Depuis 2024, les provisions pour derniers cœurs intègrent un montant relatif au dernier cœur de la centrale de Flamanville 3.

En 2025, les provisions pour derniers cœurs ont augmenté de 154 millions d'euros dont 67 millions d'euros en lien avec l'évolution du coût du combustible.

22.2.1.5 Taux d'actualisation, d'inflation et analyses de sensibilité

22.2.1.5.1 Calcul du taux d'actualisation et du taux d'inflation

Le taux d'actualisation est établi sur la base d'une courbe de taux d'intérêt. Cette courbe comprend une courbe de taux souverain, construite sur des données de marché en date de clôture pour les horizons liquides (courbe de taux OAT de 0 à 20 ans) et convergeant ensuite, en utilisant une courbe d'interpolation, vers le taux de très long terme UFR (Ultimate Forward Rate) – avec des taux qui deviennent proches du taux UFR à partir de 50 ans – à laquelle est ajoutée une courbe des *spreads* des obligations d'entreprises de notation AA à BBB. Sur la base des flux de décaissement attendus des engagements nucléaires, un taux d'actualisation unique équivalent est déduit, par application des taux d'actualisation de la courbe de taux ainsi construite à chaque flux, en fonction de sa maturité. Ce taux d'actualisation unique est ensuite appliqué aux échéanciers prévisionnels de coûts des engagements pour déterminer les provisions.

Le taux UFR a été défini par l'Autorité européenne de régulation des assureurs (European Insurance and Occupational Pensions Authority – « EIOPA ») pour les passifs assurantiels de très long terme, présentant des décaissements au-delà des horizons de marché. Le taux UFR calculé (prenant en compte une inflation de 2 %) s'établit à 3,19 % pour 2025. Il est retenu dans la méthodologie de calcul en cohérence avec la décision de l'autorité administrative qui, dans son arrêté du 1er juillet 2020 modifiant l'arrêté du 21 mars 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (voir ci-après), a fait évoluer la formule du plafond réglementaire du taux d'actualisation, en prenant désormais en référence le taux UFR, en lieu et place de la moyenne arithmétique sur les 48 derniers mois du TEC 30, la référence au taux UFR étant considérée comme plus pertinente pour les provisions nucléaires compte tenu des échéances de très long terme. La courbe de taux souverain à fin 2025 fait ainsi ressortir des taux compris dans une fourchette de taux [2,1 % ; 4,3 %] ([2,3 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 0 et 20 ans, de [3,5 % ; 4,3 %] ([3,4 % ; 3,6 %] à fin 2024) pour les flux entre 20 et 50 ans, et avec un taux tendant vers 3,19 % (3,22 % à fin 2024) pour les flux au-delà de 50 ans.

Ces modalités de calcul du taux d'actualisation permettent la meilleure appréciation actuelle de la valeur temps de l'argent au regard des provisions nucléaires qui ont pour caractéristiques des flux de décaissement à très long terme, largement au-delà des horizons de marché, notamment au travers :

- de l'utilisation d'une courbe de taux d'intérêt, sur base de données de marché sur les horizons liquides observées en date de clôture, et convergeant sur les horizons non liquides vers un taux de très long terme sans effet de cycle, soit des données de taux pour l'ensemble des échéances associées aux provisions nucléaires ;
- de l'utilisation d'une référence d'un taux de très long terme (UFR calculé) produit par un acteur indépendant et désormais retenu par l'autorité administrative pour la détermination de la formule du plafond règlementaire, pour la prise en compte des tendances longues sur les évolutions de taux en cohérence avec l'horizon lointain des décaissements ;
- de références à des *spreads* d'obligations d'entreprises de notation AA à BBB permettant de construire une courbe de *spread* robuste. Compte tenu de l'augmentation récente du nombre d'obligations d'entreprises de notation AA, la référence aux *spreads* de ces obligations a été substituée à la référence aux *spreads* d'obligations d'entreprises de notation A. La référence aux *spreads* des obligations d'entreprises de notation BBB est maintenue compte tenu du fait que ces obligations constituent la majorité des obligations « Investment Grade » et sont très majoritaires sur les maturités les plus longues.

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation, construite à partir des produits de marché indexés sur l'inflation et tenant compte des prévisions économiques, et en cohérence à long terme avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (2 %).

Sur la base de ce calcul et en tenant compte de la forte volatilité des taux des OAT en 2025, le taux d'actualisation retenu s'établit à 4,5 % au 31 décembre 2025 (4,5 % au 31 décembre 2024), prenant en compte une hypothèse d'inflation de 1,8 % (1,9 % au 31 décembre 2024), soit un taux d'actualisation réel de 2,7 % au 31 décembre 2025 (2,6 % au 31 décembre 2024).

La baisse du taux d'inflation traduit la baisse des prévisions d'inflation en France, tout en conservant l'hypothèse d'inflation de 2 % à long terme correspondant au niveau cible de la BCE, et en cohérence avec l'hypothèse d'inflation sous-jacente au taux UFR (Ultimate Forward Rate).

22.2.1.5.2 Plafond réglementaire du taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu respecte le double plafond prévu par la règlementation. Selon l'article D. 594-4 du Code de l'environnement et l'arrêté du 1er juillet 2020 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires (qui modifie l'arrêté initial du 21 mars 2007), le taux d'actualisation doit être inférieur :

- au plafond réglementaire, exprimé en valeur réelle, c'est-à-dire net du taux d'inflation ; cette valeur est égale à la valeur non arrondie représentative des anticipations en matière de taux d'intérêt réel à long terme, retenue pour le calcul publié par l'Autorité européenne des assurances et des pensions professionnelles (EIOPA) du taux à terme ultime (taux UFR « réel ») applicable à la date considérée, majorée de cent cinquante points de base. Ce plafond s'établit à 2,69 % au 31 décembre 2025 (2,72 % au 31 décembre 2024), supérieur au taux réel retenu (2,65 % avec une précision de deux décimales) ;
- au taux de rendement prévisionnel des actifs de couverture (actifs dédiés).

Les études tenant compte du profil de rendement et de risque des différentes classes d'actifs font ressortir un rendement moyen prévisionnel à 20 ans des actifs dédiés proche de leur rendement moyen annualisé de 6,1 % observé entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2025, supérieur au taux d'actualisation nominal retenu de 4,5 %.

22.2.1.5.3 Analyses de sensibilité aux hypothèses macroéconomiques

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

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	31/12/2025		31/12/2024	
	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée	Aux conditions économiques de fin d'année	Valeur actualisée
Gestion des combustibles usés	25 272	16 194	24 849	16 211
Dont non liée au cycle d'exploitation	*8 464*	*4 668*	*7 794*	*4 496*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	41 468	14 108	40 405	14 156
Aval du cycle nucléaire	**66 740**	**30 302**	**65 254**	**30 367**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	25 502	13 746	25 154	13 510
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	9 606	5 892	9 313	5 711
Derniers cœurs	5 301	3 149	5 167	2 995
Déconstruction et derniers cœurs	**40 409**	**22 787**	**39 634**	**22 216**
PROVISIONS LIÉES À LA PRODUCTION NUCLÉAIRE PÉRIMÈTRE LOI DU 28 JUIN 2006*		**53 089**		**52 583**

* *Champ d'application de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires. Les provisions hors champ de la loi sont relatives à des provisions liées à l'aval du cycle concernant les installations de tiers.*

Les décaissements cumulés des montants des charges nucléaires (sur base des valeurs brutes aux conditions économiques de fin de période) se répartissent comme suit :

Provisions liées à la production nucléaire dans le périmètre de la Loi du 28 juin 2006 (en millions d'euros)	2025		
	Montant des charges aux conditions économiques de fin de période		
	dont le décaissement est prévu sous 10 ans	dont le décaissement est prévu au-delà de 10 ans*	Total
Gestion des combustibles usés	11 639	13 633	25 272
Dont non liée au cycle d'exploitation	*2 077*	*6 387*	*8 464*
Gestion à long terme des déchets radioactifs	6 629	34 839	41 468
Aval du cycle nucléaire	**18 268**	**48 472**	**66 740**
Déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	831	24 671	25 502
Déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	4 177	5 429	9 606
Derniers cœurs	1 418	3 883	5 301
Déconstruction et derniers cœurs	**6 426**	**33 983**	**40 409**

* *Par ailleurs, à horizon de 20 ans et 50 ans, les décaissements cumulés relatifs aux provisions seront effectués (aux conditions économiques fin de période) respectivement à 24 % et à 44 % pour la gestion à long terme des déchets radioactifs et respectivement à 41 % et à 93 % pour la déconstruction.*

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

	Montants provisionnés en valeur actualisée	Sensibilité au taux d'actualisation			
		Sur la provision au bilan		Sur le résultat avant impôt	
(en millions d'euros)	31/12/2025	+ 0,20 %	- 0,20 %	+ 0,20 %	- 0,20 %
Aval du cycle nucléaire					
• gestion des combustibles usés	17 449	(325)	344	281	(297)
• gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	(691)	770	524	(591)
Déconstruction et derniers cœurs					
• déconstruction des centrales nucléaires en exploitation	13 746	(571)	602		
• déconstruction des centrales nucléaires arrêtées	5 892	(161)	171	161	(171)
• derniers cœurs	3 149	(94)	99		(10)
TOTAL	**54 344**	**(1 842)**	**1 986**	**966**	**(1 069)**
Dont part dans l'assiette de couverture des actifs dédiés	*39 049*	*(1 611)*	*1 745*	*828*	*(920)*

L'estimation de l'impact sur la valeur actualisée des provisions pour aval du cycle nucléaire, pour déconstruction des centrales nucléaires et derniers cœurs d'une variation du taux d'actualisation de plus ou moins 10 points de base est de (938)/974 millions d'euros dont 494/(520) millions d'euros sur le résultat avant impôt.

22.2.1.6 Actifs dédiés

22.2.1.6.1 Règlementation

Les articles L. 594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. Ces textes régissent le mode de constitution des actifs dédiés, la gestion des fonds elle-même et leur gouvernance. Ces actifs sont clairement identifiés et isolés de la gestion des autres actifs ou placements financiers de l'entreprise et font l'objet d'un suivi et d'un contrôle particulier tant du Conseil d'administration que de l'autorité administrative.

La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondant au coût actualisé des obligations nucléaires de long terme définies dans le Code de l'environnement.

Depuis le décret du 1er juillet 2020, il n'y a plus d'obligation de doter aux actifs dédiés dès lors que le ratio de couverture, défini par le rapport entre la valeur de réalisation des actifs et le montant des provisions concernées, est supérieur à 100 %, et les retraits d'actifs ne sont pas autorisés tant que cette valeur est inférieure à 120 %. Par ailleurs, le décret fixe le délai maximal de dotation aux actifs dédiés en cas de sous-couverture, après autorisation de l'autorité administrative, à 5 ans.

22.2.1.6.2 Allocation stratégique et composition des actifs dédiés

Par la réglementation qui les gouverne, les actifs dédiés constituent une catégorie d'actifs tout à fait spécifique.

Les actifs dédiés sont organisés et gérés conformément à une allocation stratégique fixée par le Conseil d'administration, et communiquée à l'autorité administrative. Cette allocation stratégique vise à répondre à l'objectif global de couverture sur le long terme et structure la composition et la gestion du portefeuille dans son ensemble. Elle prend en compte dans sa détermination les contraintes réglementaires sur la nature et la liquidité des actifs dédiés, les perspectives financières des marchés actions et des marchés de taux, ainsi que l'apport diversifiant d'actifs non cotés.

Elle a fait l'objet de plusieurs évolutions en vue de poursuivre la diversification dans les actifs non cotés, notamment en 2010, avec l'affectation des titres RTE (désormais détenus par l'intermédiaire de la société CTE) et en 2013, avec la mise en place d'un portefeuille d'actifs non cotés (infrastructures, immobiliers, fonds d'investissement investis en actions ou en dette) géré par la Division d'EDF SA EDF Invest.

L'allocation stratégique validée par le Conseil d'administration du 19 juin 2025, qui correspond à un ajustement par rapport à l'allocation précédente validée par le Conseil d'administration du 28 juin 2024, est composée de la façon suivante :

- actifs de rendement (cible de 32 % des actifs dédiés), composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ;
- actifs de croissance (cible de 38 % des actifs dédiés), composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ;
- actifs de taux (cible de 30 % des actifs dédiés), composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Ces cibles seront atteintes progressivement.

EDF Invest gère les actifs de rendement mais, également, au travers de fonds d'investissement non cotés, une partie des actifs de croissance et des actifs de taux au sein des actifs dédiés.

Au total, au 31 décembre 2025, les actifs gérés par EDF Invest représentent une valeur de réalisation de 11 230 millions d'euros, dont 9 842 millions d'euros d'actifs de rendement.

22.2.1.6.3 Actifs de croissance et actifs de taux

Une partie de ces placements est constituée d'obligations détenues directement par EDF. Une autre partie est constituée d'OPCVM et de FIVG spécialisés sur les grands marchés internationaux gérés par des sociétés de gestion. Il s'agit soit de SICAV ou de FCP ouverts, soit de FCP réservés constitués pour l'entreprise et localisés en France.

Les fonds d'actions cotées sont composés de titres internationaux (majoritairement Amérique du Nord mais aussi Europe, Asie-Pacifique et pays émergents). Les obligations cotées et fonds d'obligations cotées sont composés d'obligations souveraines et d'obligations d'entreprises.

Ces placements sont organisés et gérés conformément à l'allocation stratégique, qui prend notamment en compte dans sa détermination les cycles boursiers des marchés internationaux pour lesquels l'inversion statistique généralement constatée entre les cycles des différents marchés actions et ceux des marchés de taux – ainsi qu'entre les secteurs géographiques – a conduit à définir une politique d'investissement à long terme avec une répartition adaptée entre actifs de croissance et actifs de taux.

Les actifs de croissance incluent également, pour des poids minoritaires, des fonds investis dans des actions non cotées, et les actifs de taux incluent également des fonds investis en dette non cotée. Ces fonds sont gérés par EDF Invest (voir note 22.2.1.6.2).

Dans le cadre du suivi opérationnel de ses actifs, le Groupe suit des règles de gestion pérennes, précises et supervisées par ses organes de gouvernance (limites de ratios d'emprise, analyses de volatilité et appréciation de la qualité individuelle des gérants de fonds).

22.2.1.6.4 Actifs de rendement

Les actifs de rendement gérés par EDF Invest sont composés d'actifs liés à des investissements dans les infrastructures et l'immobilier, réalisés par EDF Invest soit en direct, soit en gestion déléguée via des fonds d'investissement.

Les actifs de rendement incluent notamment les participations d'EDF dans CTE, Teréga, Fjord1, Energy Assets Group, Porterbrook, Autostrade per l'Italia, Q-Park, Aéroports de la Côte d'Azur, Madrileña Red de Gas (MRG), Géosel, Orange Concessions, Optimus Tower, Sinal (ex-Norlys Fibernet), Databank, Nam Theun Power Company, ainsi que dans des sociétés détenant des parcs éoliens et solaires (États-Unis, Canada, Royaume-Uni) et des sociétés détenant des actifs immobiliers (Central Sicaf, Ecowest, Clariane & Partenaires Immobilier, Issy Shift, 92 France, LF Memphis, Nordic Logistics, Parcolog Invest, Encore+Bergère).

22.2.1.6.5 Valorisation des actifs dédiés

Les actifs dédiés sont classés au bilan en fonction de leur nature comptable : titres de participation, Titres Immobilisés de l'Activité de Portefeuille ou valeurs mobilières de placement.

La composition du portefeuille au 31 décembre 2025 est la suivante :

		31/12/2025		31/12/2024	
(en millions d'euros)	Notes	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation	Valeur nette comptable	Valeur de réalisation
Actifs de rendement		**7 649**	**9 842**	**7 585**	**9 485**
Titres de participation (dont CTE) [1]	15.2	7 019	9 211	7 100	8 993
Fonds non cotés (EDF Invest) [2]	15.5	628	629	496	503
Instruments financiers à terme (Dérivés)		2	2	(11)	(11)
Actifs de croissance		**9 793**	**14 916**	**10 482**	**16 633**
Actions – Parts d'OPC	15.5	9 087	14 184	9 783	15 995
Fonds actions non cotées (EDF Invest) [2]	15.5	710	710	698	699
Instruments financiers à terme (Dérivés)		(4)	22	1	(61)
Actifs de taux		**17 281**	**17 710**	**13 908**	**14 202**
Obligations [3]	15.5	14 175	14 221	12 878	13 172
Fonds de dette non cotés (EDF Invest) [2]	15.5	250	250	255	260
Portefeuille de Trésorerie [3]	15.5	2 401	2 789	364	365
Fonds de dette senior non cotée (EDF Invest) [2]	15.5	428	428	395	395
Instruments financiers à terme (Dérivés)		27	22	16	10
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS [4]		**34 723**	**42 468**	**31 975**	**40 320**

(1) Dont participation d'EDF de 50,1 % dans CTE, société détenant 100 % des titres RTE. La valeur de réalisation de CTE est déterminée par un évaluateur indépendant, comme les autres actifs d'EDF Invest.

(2) L'ensemble des fonds EDF Invest doit être examiné globalement, leur valeur nette comptable s'élevant à 2 016 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 844 millions d'euros au 31 décembre 2024) pour une valeur de réalisation de 2 017 millions d'euros au 31 décembre 2025 (1 857 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(3) Dans ce tableau, la valeur nette des TIAP actifs dédiés en 2025 (voir note 15.5) est présentée après déduction de 926 millions d'euros de dette financière (comptabilisée dans le cadre des opérations de prêts de titres) qui ont été réinvestis en OPCVM monétaires présentés en Trésorerie, et ce sans équivalent en 2024 (voir note 25 renvoi (3)).

(4) La limitation de la valeur de certains investissements conformément à l'article 16 du décret n° 2007-243 relatif au calcul de la valeur de réalisation réglementaire des actifs dédiés, n'a pas d'effet au 31 décembre 2025 ainsi qu'au 31 décembre 2024.

La valeur nette comptable et la juste valeur comprennent les intérêts courus non échus.

22.2.1.6.6 Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme

Au 31 décembre 2025, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés est de 108,8 %. Le plafonnement réglementaire éventuel de la valeur de réalisation de certains investissements prévu par le Code de l'environnement n'a pas d'effet au 31 décembre 2025.

Le taux de couverture des provisions étant supérieur à 100 %, il n'y a pas d'obligation de dotation aux actifs dédiés en 2025 et aucune dotation n'a été réalisée sur l'année.

Au 31 décembre 2024, le taux de couverture réglementaire des provisions par des actifs dédiés était de 104,7 %, également en l'absence de plafonnement réglementaire de la valeur de réalisation.

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

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Provisions pour gestion des combustibles usés – part non liée au cycle d'exploitation au sens de la réglementation	4 668	4 496
Provisions pour gestion à long terme des déchets radioactifs	14 108	14 156
Provisions pour déconstruction des centrales nucléaires	19 638	19 221
Provisions derniers cœurs – part relative aux coûts futurs de l'aval du cycle nucléaire	635	634
COÛT ACTUALISÉ DES OBLIGATIONS NUCLÉAIRES DE LONG TERME	**39 049**	**38 507**
VALEUR DE RÉALISATION DES ACTIFS DÉDIÉS	**42 468**	**40 320**
TAUX DE COUVERTURE RÈGLEMENTAIRE	**108,8 %**	**104,7 %**

22.2.1.6.7 Évolution des actifs dédiés sur l'exercice

En 2025, la performance des actifs dédiés (actifs cotés et non cotés) s'est élevée à 6,8 %.

En dépit de l'impact défavorable des parités EUR/USD et EUR/GBP sur le portefeuille, la performance des actifs de rendement atteint 5,5 % en 2025, en progression par rapport à 2024 (4,6 %), avec des performances positives sur l'ensemble des classes d'actifs.

Les actifs de croissance (essentiellement composés d'actions cotées) ont progressé de 11,5 %, malgré la volatilité intervenue sur les marchés, notamment américains. Les investisseurs ont finalement intégré les incertitudes économiques générées par la décision des États-Unis d'imposer une forte augmentation des droits de douane à leurs partenaires commerciaux et la perspective d'accords commerciaux combinée à la très forte résilience de l'économie américaine ont permis aux marchés de rebondir fortement. La volatilité a aussi été alimentée par le questionnement des investisseurs sur la rentabilité des investissements dans l'intelligence artificielle, et sur une éventuelle bulle de valorisation. Le dollar américain a été orienté assez nettement à la baisse, ce qui a pesé sur la performance en Euro.

Les actifs de taux (principalement constitués d'obligations cotées) ont enregistré une performance de 2,9 %. Les obligations cotées ont été assez volatiles, avec une tendance à la repentification des courbes (écart croissant entre les taux longs et les taux courts) partout dans le monde. L'attention des investisseurs se concentre de plus en plus sur les sujets de politique budgétaire : les besoins de financement des États sont revus à la hausse, ce qui justifie aux yeux des investisseurs une prime de rendement supplémentaire à long terme.

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 2025.

En 2025, EDF Invest a poursuivi le déploiement de son portefeuille d'actifs non cotés dans les infrastructures, l'immobilier et les fonds d'investissement de *private equity* et de *private debt*. EDF Invest a acquis notamment des participations immobilières minoritaires au second semestre 2025 : 49 % du parc commercial Espace Chanteraines en région parisienne et 50 % d'Euroliving, un portefeuille d'immeubles résidentiels situés en Europe. La cession en 2025 du parc solaire nord-américain Catalina Solar et les cessions partielles indirectes de l'actif Q-Park ont contribué à la rotation du portefeuille.

Au 31 décembre 2025, les actifs dédiés ont enregistré une performance globale de 2 857 millions d'euros comptabilisée en résultat financier. Elle s'explique principalement par des dividendes et des produits d'intérêts perçus (804 millions d'euros), des dotations aux provisions sur obligations et OPCVM liées notamment à une évolution défavorable des marchés financiers ((248) millions d'euros), ainsi que des plus-values de cessions de TIAP (2 287 millions d'euros).

Des retraits pour un montant de 577 millions d'euros ont été effectués à hauteur des décaissements au titre des obligations nucléaires de long terme à couvrir en 2025 (527 millions d'euros en 2024).

22.2.2 Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires

Les autres provisions pour déconstruction concernent majoritairement la déconstruction des centrales thermiques à flamme.

Les charges liées à la déconstruction des centrales thermiques à flamme sont calculées à partir d'études, mises à jour et fondées sur une estimation des coûts futurs sur la base, d'une part des coûts constatés pour les opérations passées, et d'autre part des estimations les plus récentes portant sur des centrales encore en activité.

Au cours de l'exercice 2025, EDF a mené un chantier de révision des coûts de déconstruction pour l'ensemble des sites thermiques avec la mise en place d'une démarche analytique détaillée, identifiant plus précisément l'ensemble des travaux nécessaires à la remise en état des sites tenant compte de la spécificité de chacun, la prise en compte de diagnostics réalisés sur chaque site pour la dépollution, le retour d'expérience sur les achats de prestations pour les opérations spécifiques comme le traitement des cheminées et enfin la prise en compte de risques, aléas et incertitudes de façon systématique. Les résultats de cette démarche détaillée ont conduit à une augmentation de la provision de 342 millions d'euros. Ces travaux feront l'objet d'une révision annuelle.

22.2.3 Provisions pour avantages du personnel

Principes et méthodes comptables

Conformément à la réglementation statutaire relative à la branche des Industries Électriques et Gazières (IEG), les agents d'EDF SA bénéficient d'avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite, indemnités de fin de carrière…) ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail…).

Mode de calcul et comptabilisation des engagements liés au personnel

EDF comptabilise en provisions les avantages postérieurs à l'emploi accordés au personnel.

Les engagements au titre des plans à prestations définies font l'objet d'évaluations actuarielles, en appliquant la méthode des unités de crédit projetées. Cette méthode consiste à déterminer les droits acquis par le personnel à la clôture en matière d'avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme, en tenant compte des perspectives d'évolution de salaires et des conditions économiques du pays.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, l'évaluation repose en particulier sur les méthodes et hypothèses suivantes :

- l'âge de départ en retraite déterminé en fonction des dispositions applicables et des conditions nécessaires pour ouvrir un droit à une pension à taux plein ;
- les salaires en fin de carrière en intégrant l'ancienneté des salariés, le niveau de salaire projeté à la date de départ en retraite compte tenu des effets de progression de carrière attendus et d'une évolution estimée du niveau de retraite ;
- les effectifs prévisionnels de retraités déterminés à partir des taux de rotation des effectifs et des tables de mortalité ;
- le cas échéant, les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG ;
- le taux d'actualisation, fonction de la duration des engagements, déterminé à la date de clôture par référence au taux des obligations des entreprises de première catégorie, ou le cas échéant, au taux des obligations d'État, d'une duration cohérente avec celle des engagements sociaux.

Le montant de la provision tient compte de la valeur actuelle des actifs destinés à couvrir ces avantages, qui vient en minoration des engagements.

Pour les avantages postérieurs à l'emploi, les gains et pertes actuariels excédant 10 % du plus haut des engagements et des actifs du régime (corridor) sont constatés en résultat sur la durée moyenne résiduelle de travail des salariés au sein de l'entreprise.

Pour les autres avantages à long terme, les écarts actuariels ainsi que l'ensemble des coûts des services passés sont comptabilisés immédiatement dans la provision sans application de la règle du corridor.

La charge nette comptabilisée sur l'exercice au titre des engagements envers le personnel intègre :

- le coût des services rendus correspondant à l'acquisition de droits supplémentaires ;
- la charge d'intérêt nette, correspondant à la charge d'intérêt sur les engagements nette des produits correspondant au rendement prévu des actifs de couverture ;
- la charge ou le produit correspondant aux écarts actuariels sur les avantages à long terme et à l'amortissement des écarts actuariels positifs ou négatifs sur avantages postérieurs à l'emploi ;
- le coût des services passés, incluant la charge ou le produit lié aux modifications/liquidations des régimes ou à la mise en place de nouveaux régimes.

Engagements concernant les avantages postérieurs à l'emploi

À la suite de la réforme du financement du régime spécial des IEG entrée en vigueur au 1er janvier 2005, le fonctionnement du régime spécial de retraite, mais également des régimes d'accidents du travail – maladies professionnelles, et du régime d'invalidité et de décès, est assuré par la Caisse Nationale des IEG (CNIEG).

Créée par la loi du 9 août 2004, la CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle de l'État en particulier, et de manière conjointe, des ministres chargés du budget, de la sécurité sociale et de l'énergie.

Compte tenu des modalités de financement mises en place par cette même loi, des provisions pour engagements de retraite sont comptabilisées par EDF au titre des droits non couverts par les régimes de droit commun (CNAV, AGIRC-ARRCO) auxquels le régime des IEG est adossé, ou par la Contribution Tarifaire d'Acheminement prélevée sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité.

Du fait de ce mécanisme d'adossement, toute évolution (favorable ou défavorable) du régime de droit commun non répercutée au niveau du régime des IEG, est susceptible de faire varier le montant des provisions constituées par EDF au titre de ses engagements.

Les engagements provisionnés au titre du régime de retraite des IEG comprennent :

- les droits spécifiques des salariés statutaires des activités non régulées ou concurrentielles ;
- les droits spécifiques acquis par les salariés statutaires à compter du 1er janvier 2005 pour les activités régulées (distribution publique d'électricité insulaire), les droits acquis antérieurement à cette date étant financés par la Contribution Tarifaire d'Acheminement.

L'évaluation tient également compte des frais de gestion de la CNIEG qui sont à la charge de l'entreprise, cette dernière assurant la gestion et le versement des pensions auprès des inactifs.

La loi du 14 avril 2023, portant la réforme des retraites, a prévu l'affiliation au régime général de vieillesse (CNAV, AGIRC-ARRCO) pour les salariés statutaires recrutés à compter du 1er septembre 2023. Ainsi, pour ces salariés, le financement du régime de retraite relève des règles de financement du régime général de vieillesse, mais ils continueront de bénéficier des autres avantages associés au statut des IEG (avantage en nature énergie, droits familiaux...).

Réforme des retraites en France

La loi n° 2025-1403 du 30 décembre 2025 de financement de la sécurité sociale pour 2026 est venue modifier la réforme des retraites du 14 avril 2023 pour le régime général. Elle prévoit de suspendre le calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite (jusqu'à 2028) pour les générations de 1964 à 1968. Elle vise également à améliorer les droits à la retraite des femmes, plus particulièrement les droits à la retraite des mères de famille.

Suspension du calendrier d'augmentation de l'âge légal du départ en retraite

Pour le régime général, la loi suspend jusqu'à janvier 2028 le calendrier d'augmentation de l'âge légal de départ en retraite et de la durée d'assurance inscrit dans la loi du 14 avril 2023 portant sur la réforme des retraites. Les conditions de liquidation de la pension servie par le régime spécial des IEG restent inchangées, mais les versements des équivalents prestations versées par la CNAV et l'AGIRC-ARRCO dans le cadre de l'adossement pourront être anticipés d'un à deux trimestres pour les générations 1964 à 1968.

Amélioration du système de retraites en réduisant les inégalités de pensions entre les femmes et les hommes

- L'amélioration du calcul du salaire annuel moyen au régime général avec la prise en compte du nombre d'enfants des assurées ;
- La prise en compte des majorations de durée d'assurance (attribuées pour la naissance d'un enfant) pour permettre l'ouverture des droits à une retraite anticipée pour carrière longue, dans la limite de deux trimestres. Cette mesure n'a pas d'impact sur l'évaluation des engagements portés par le Groupe.

En cohérence avec le traitement retenu en 2023 au titre de la réforme des retraites, l'ensemble des effets induits par la loi de financement de la sécurité sociale pour 2026, tels que décrits ci-avant, sont qualifiés de modifications de régime. Le coût des services passés positif en résultant s'élève à 68 millions d'euros et a été comptabilisé en résultat d'exploitation (voir note 5 renvoi (1) et 22.2.3 renvoi (2)).

Engagements liés au maintien des avantages sociaux aux pensionnés statutaires du régime spécial des IEG et du régime général de vieillesse

Tous les pensionnés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient d'avantages sociaux associés au statut des IEG, notamment :

- les avantages en nature énergie : l'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que les pensionnés du régime spécial des IEG et ceux du régime général de retraite bénéficient des mêmes avantages en nature que les salariés statutaires actifs. Ils disposent dans ce cadre de tarifs préférentiels sur l'électricité et le gaz naturel. L'engagement relatif à la fourniture d'énergie aux salariés statutaires d'EDF et d'ENGIE correspond à la valeur actuelle probable des kilowattheures à fournir aux salariés statutaires ou à leurs ayants droits pendant la phase de retraite valorisée sur la base du coût de revient unitaire (principalement dépendant du coût marginal de production, du coût d'acheminement et des taxes). À cet élément, s'ajoute la soulte représentant le prix de l'accord d'échange d'énergie avec ENGIE. En effet, en vertu des accords signés avec ENGIE en 1951, EDF fournit de l'électricité à l'ensemble de la population active et retraitée d'EDF et d'ENGIE et réciproquement, ENGIE fournit du gaz à la même population ; en conséquence de ces accords, EDF prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux salariés statutaires d'EDF résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises ;
- les avantages familiaux et l'aide aux frais d'études : les pensionnés du régime spécial des IEG et du régime général de retraite bénéficient des mêmes droits que les salariés statutaires ;
- le capital décès : il a pour but d'apporter une aide financière relative aux frais engagés lors du décès d'un pensionné statutaire, quel que soit son régime de retraite, en inactivité (article 24, § 3 du statut national). Il est versé aux ayants droits prioritaires des pensionnés décédés (indemnité statutaire correspondant à trois mois de pension plafonnés).

Engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG

Tous les salariés statutaires des IEG, quel que soit leur régime de retraite, bénéficient des avantages sociaux suivants dans le cadre de leur départ à la retraite :

- les indemnités de fin de carrière : elles sont versées aux salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, qui deviennent bénéficiaires d'une pension de vieillesse ou aux ayants droits en cas de décès pendant la période d'activité du salarié. Ces engagements sont couverts en quasi-totalité par un contrat d'assurance ;
- les indemnités de congés exceptionnels de fin de carrière : tous les salariés statutaires, quel que soit leur régime de retraite, pouvant prétendre à une pension de vieillesse à jouissance immédiate, âgés d'au moins 55 ans à la date de leur départ à la retraite, bénéficient au cours des douze derniers mois de leur activité, d'un total de 18 jours de congés exceptionnels.

Engagements liés à la reconnaissance de l'exposition à des facteurs de pénibilité des salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite

Le statut prévoit des modalités d'anticipation de départ à la retraite pour les salariés statutaires affiliés au régime spécial de retraite des IEG lorsqu'ils sont exposés à des critères de pénibilité. Les salariés embauchés avant le 1er janvier 2009 bénéficient de bonifications de leur durée d'assurance pour le calcul de leur pension. Et les salariés embauchés à partir du 1er janvier 2009 bénéficient de l'attribution de jours de congés placés dans un compte épargne jours retraite (CEJR).

Engagements concernant les autres avantages à long terme

Ces avantages concernent les agents en activité et comprennent :

- les rentes pour incapacité, invalidité, accidents du travail et maladies professionnelles. Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles, de rentes et de prestations d'invalidité et d'incapacité. Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions ;
- les médailles du travail ;
- les prestations spécifiques pour les salariés ayant été en contact avec l'amiante.

La variation des provisions pour avantages du personnel se décompose comme suit :

		Dotations		Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2024	Exploitation [1] [4]	Financières [3]	Utilisées [2] [4]	Non utilisées [5]	Autres mouvements	31/12/2025
Avantages postérieurs à l'emploi	11 728	403	813	(711)	(410)	-	11 823
Avantages à long terme	1 001	74	33	(138)	-	-	970
PROVISIONS POUR AVANTAGES DU PERSONNEL	**12 729**	**477**	**846**	**(849)**	**(410)**	**-**	**12 793**

(1) Dont 364 millions d'euros au titre des coûts des services rendus, 111 millions d'euros au titre de l'amortissement des pertes actuarielles et 2 millions d'euros au titre des droits non acquis relatifs aux coûts des services passés.
(2) Dont (723) millions d'euros au titre des contributions employeurs, (68) millions d'euros au titre de la suspension de la réforme des retraites, (57) millions d'euros au titre des gains actuariels et (1) million d'euros au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés.
(3) Voir note 10.
(4) Voir note 5.
(5) Au titre du rendement attendu des actifs de couverture.

Décomposition de la variation de la provision :

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Engagements nets des actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Solde au 31/12/2024	**25 088**	**(9 854)**	**15 234**	**4**	**(2 509)**	**12 729**
Charge nette de l'exercice 2025	1 142	(411)	731	2	54	787
Variation des écarts actuariels non comptabilisés	(1 526)	462	(1 064)	-	1 064	-
Prestations versées	(1 169)	446	(723)	-	-	(723)
SOLDE AU 31/12/2025	**23 535**	**(9 357)**	**14 178**	**6**	**(1 391)**	**12 793**

Les écarts actuariels sur engagements générés sur l'exercice 2025 s'élèvent à (1 526) millions d'euros, en lien avec :

- la variation du taux d'actualisation pour (1 936) millions d'euros et du taux d'inflation pour (415) millions d'euros ;
- la variation des écarts d'expérience pour 809 millions d'euros, notamment liée à l'évolution des rémunérations principales et à la revalorisation des pensions CNAV et AGIRC-ARRCO ;
- la variation des charges sociales liée à l'évolution des taux pour 16 millions d'euros.

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

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
Coût des services rendus de l'exercice	364	343
Charges d'intérêts (actualisation) [1]	846	808
Rendement escompté des actifs de couverture	(410)	(397)
Amortissements des écarts actuariels non comptabilisés – avantages postérieurs à l'emploi	19	(6)
Variation des écarts actuariels – avantages à long terme	35	99
Coût des services passés droits acquis [2]	(68)	-
Coût des services passés droits non acquis	1	1
IMPACT RÉSULTAT AU TITRE DES AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AVANTAGES À LONG TERME	**787**	**848**
dont :		
Résultat d'exploitation [3]	351	437
Résultat financier	436	411

(1) Les charges d'intérêts (actualisation) de 846 millions d'euros augmentent de 38 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2024.
(2) Le coût des services passés droits acquis s'élève à (68) millions d'euros au 31 décembre 2025 (sans équivalent au 31 décembre 2024), conséquence de la suspension de la réforme des retraites entrée en vigueur en 2023.
(3) En 2025, le montant correspond aux dotations d'exploitation (475 millions d'euros) nettes des reprises au titre des écarts actuariels ((57) millions d'euros), au titre des droits acquis relatifs au coût des services passés ((68) millions d'euros) et au titre des droits non acquis relatifs au coût des services passés (1 million d'euros).

22.2.3.1 Provisions pour avantages postérieurs à l'emploi

Les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		Autres	
(en millions d'euros)	31/12/2024	Exploitation	Financières	Utilisées	Non utilisées	mouvements	31/12/2025
Retraites	7 523	216	613	(533)	(392)	-	7 427
Charges CNIEG	465	7	13	(18)	-	-	467
Avantages en nature énergie	2 724	110	136	(131)	-	-	2 839
Indemnités de fin de carrière	121	31	19	(7)	(18)	-	146
Autres	895	39	32	(22)	-	-	944
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**11 728**	**403**	**813**	**(711)**	**(410)**	**-**	**11 823**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	17 189	(8 924)	-	(838)	7 427
Charges CNIEG	362	-	-	105	467
Avantages en nature énergie	3 625	-	-	(786)	2 839
Indemnités de fin de carrière	522	(417)	3	38	146
Autres	866	(16)	3	90	944
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2025	**22 564**	**(9 357)**	**6**	**(1 391)**	**11 823**

(en millions d'euros)	Engagements	Actifs de couverture	Coût des services passés non comptabilisé	Écarts actuariels non comptabilisés	Provision au bilan
Retraites	18 235	(9 416)	-	(1 296)	7 523
Charges CNIEG	385	-	-	80	465
Avantages en nature énergie	4 010	-	-	(1 286)	2 724
Indemnités de fin de carrière	532	(423)	3	9	121
Autres	925	(15)	1	(16)	895
PROVISIONS POUR AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI AU 31/12/2024	**24 087**	**(9 854)**	**4**	**(2 509)**	**11 728**

22.2.3.2 Provisions pour autres avantages à long terme du personnel en activité

Le montant des engagements pour autres avantages à long terme du personnel en activité correspond à celui des provisions figurant au bilan. Ces provisions sont détaillées comme suit :

		Dotations		Reprises		Autres	
(en millions d'euros)	31/12/2024	Exploitation	Financières	Utilisées	Non utilisées	mouvements	31/12/2025
Rentes accidents du travail et maladies professionnelles	849	66	27	(119)	-	-	823
Médailles du travail	135	8	5	(17)	-	-	131
Divers	17	-	1	(2)	-	-	16
PROVISIONS POUR AUTRES AVANTAGES À LONG TERME DU PERSONNEL EN ACTIVITÉ	**1 001**	**74**	**33**	**(138)**	**-**	**-**	**970**

22.2.3.3 Actifs de couverture des droits spécifiques du régime spécial de retraite et des indemnités de fin de carrière

La valeur des actifs de couverture s'est dépréciée au cours de l'exercice, principalement en raison de l'évolution défavorable des marchés financiers.

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024
TOTAL ACTIFS DE COUVERTURE	**9 357**	**9 854**
Actifs de couverture - régime spécial de retraite	**8 924**	**9 416**
dont en % :		
Actions	34 %	33 %
Obligations monétaires	62 %	65 %
Immobilier	4 %	2 %
Actifs de couverture - indemnités de fin de carrière	**417**	**423**
dont en % :		
Actions	41 %	42 %
Obligations monétaires	59 %	58 %
Autres actifs de couverture	**16**	**15**

22.2.3.4 Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul des engagements au titre des avantages postérieurs à l'emploi et des avantages à long terme des IEG sont résumées ci-dessous :

- le taux d'actualisation retenu s'élève à 3,90 % au 31 décembre 2025 (3,40 % au 31 décembre 2024) ;
- le taux d'inflation retenu est estimé à 1,80 % au 31 décembre 2025 (1,90 % au 31 décembre 2024) ;
- l'espérance de durée résiduelle moyenne d'activité retenue est de 18,74 ans ;
- le taux de rotation des agents est considéré comme non significatif ;
- l'évaluation du tarif agent inclut l'évolution au 31 décembre 2025 des taxes assises sur ce tarif ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des droits spécifiques passés du régime spécial des retraites est de 4,27 % pour 2025 (4,15 % pour 2024) ;
- le taux de rendement attendu des actifs de couverture des indemnités de fin de carrière est de 4,51 % pour 2025 (4,41 % pour 2024).

Le taux d'actualisation des engagements pour avantages du personnel est déterminé sur la base du rendement des obligations d'entreprises de première catégorie, en fonction de leur duration, appliqué aux échéances, correspondant aux décaissements futurs résultant de ces engagements. Pour les durations les plus longues, cette estimation prend également en compte les données d'un panier élargi d'obligations d'entreprises rendues comparables à celles des obligations de première catégorie, compte tenu du panel limité d'obligations d'entreprises sur ces durations.

L'évolution des paramètres économiques et de marchés utilisés a conduit EDF à fixer le taux d'actualisation à 3,90 % au 31 décembre 2025 (3,40 % au 31 décembre 2024).

L'hypothèse d'inflation est établie sur la base d'une courbe de taux d'inflation construite à partir des prévisions économiques et des produits de marché indexés sur l'inflation.

Compte tenu de l'évolution des paramètres économiques et de marché, l'hypothèse d'inflation résultante moyenne servant de référence dans le groupe EDF pour les pays de la zone euro est de 1,80 % (1,90 % au 31 décembre 2024).

Les engagements reposent sur des hypothèses d'augmentations salariales différenciées par âge et collège en moyenne annuelle de 2,80 % (inflation incluse) sur la base d'une projection d'une carrière complète.

Pour les exercices 2025 et suivants, les lois de salaires utilisées sont basées sur les évolutions moyennes constatées au sein de la branche sur les derniers exercices (retraitées des effets exceptionnels).

La loi de mortalité utilisée pour le calcul des engagements repose sur la table générationnelle INSEE 2013-2070 corrigée des différences de mortalité constatées entre la population française et la population du régime des IEG.

22.2.4 Provisions pour autres charges

		Dotations			Reprises			
(en millions d'euros)	31/12/2024	Exploitation	Financières	Exceptionnel	Utilisées	Non utilisées	Autres mouvements	31/12/2025
Provisions pour charges relatives :								
• au personnel	47	40	-	-	(38)	(1)	-	48
• au renouvellement des immobilisations du domaine concédé	290	3	-	-	-	-	(3)	290
• aux autres charges	384	28	1	-	(104)	(115)*	1	195
PROVISIONS POUR AUTRES CHARGES	**721**	**71**	**1**	**-**	**(142)**	**(116)**	**(2)**	**533**

* *La baisse du poste « aux autres charges » intègre la comptabilisation d'une reprise de provision à hauteur de 115 millions d'euros à la suite d'une décision favorable à EDF rendue par le Conseil d'État (voir note 23).*

Note 23 *Passifs et actifs éventuels*

Principes et méthodes comptables

Un passif éventuel est :

- une obligation potentielle résultant d'évènements passés et dont l'existence ne sera confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité ; ou
- une obligation actuelle résultant d'évènements passés mais qui n'est pas comptabilisée car : (i) il n'est pas probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques soit nécessaire pour éteindre l'obligation, ou (ii) le montant de l'obligation ne peut être évalué avec une fiabilité suffisante.

Un actif éventuel est un actif potentiel résultant d'évènements passés et dont l'existence ne serait confirmée que par la survenance (ou non) d'un ou plusieurs évènements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'entité.

Les principaux passifs et actifs éventuels au 31 décembre 2025 sont les suivants :

Contrôles fiscaux

Pour les exercices 2012 à 2021, l'Administration fiscale a remis en cause la déductibilité fiscale de certains passifs nucléaires de long terme. Par une décision du 5 juillet 2024, la Cour administrative d'appel de Paris a rendu un arrêt en tous points identique à la décision de première instance et validé la position d'EDF en ce qui concerne l'une des provisions contestées mais a confirmé le redressement s'agissant de l'autre.

Cette décision n'a eu aucune conséquence financière pour EDF dans la mesure où elle avait déjà décaissé 297 millions d'euros en 2022 en exécution de la décision de première instance (voir note 13.2 des comptes sociaux au 31 décembre 2022). La Société a formé un pourvoi en cassation à l'encontre de la partie qui lui est défavorable de cette décision, pourvoi qui a fait l'objet d'une décision de non-admission le 24 novembre 2025 mettant fin définitivement au litige sans impact sur les comptes de l'entreprise. Par ailleurs, le ministre a également formé un pourvoi en cassation de la partie de la décision favorable à la Société pour lequel, par un arrêt du 2 juillet 2025, le Conseil d'État rejette le pourvoi du ministre et valide, définitivement pour cet autre passif nucléaire de long terme, les décisions antérieures qui ont toujours été favorables à la Société. Consécutivement à cette décision du Conseil d'État, une reprise de provision pour risque fiscal à hauteur de 115 millions d'euros a été constatée au 30 juin 2025 (voir note 22.2.4).

Contentieux ARENH – Force majeure

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

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

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

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

Dans les affaires TotalEnergies et Ekwateur, le Tribunal de commerce de Paris a rendu deux jugements au fond le 30 novembre 2021 condamnant EDF à verser à titre de dommages et intérêts 53,9 millions d'euros à TotalEnergies d'une part et 1,8 million d'euros à Ekwateur d'autre part. Le 11 juillet 2025, la Cour d'appel de Paris a infirmé les jugements rendus par le Tribunal de commerce de Paris le 30 novembre 2021. Considérant que les conditions contractuelles de la force majeure n'étaient pas réunies et qu'EDF n'avait pas commis de faute, la Cour a débouté TotalEnergies et Ekwateur de leurs demandes de dommages et intérêts. Elle a également condamné TotalEnergies à payer à EDF 21,5 millions d'euros de dommages et intérêts au titre de la suspension fautive de l'accord-cadre. Respectivement les 8 et 14 octobre 2025, TotalEnergies et Ekwateur ont formé un pourvoi en cassation.

Enquêtes de l'Autorité de la concurrence (ADLC) en France

Depuis le 31 décembre 2024, le groupe EDF fait l'objet de deux procédures devant l'Autorité de la concurrence (plainte Plüm et plainte Xélan). Ces procédures sont en cours.

Litiges en matière sociale

EDF est partie à un certain nombre de litiges en matière sociale. EDF estime, qu'aucun de ces litiges, pris isolément, n'est susceptible d'avoir un impact significatif sur son résultat ou sa situation financière. Toutefois, s'agissant de situations pouvant concerner un nombre important de salariés d'EDF, une multiplication de ces litiges pourrait potentiellement avoir un effet négatif sur la situation financière d'EDF.

Par ailleurs, EDF fait régulièrement l'objet de contrôles et de vérifications de la part d'organismes sociaux tels que l'URSSAF. Ainsi, un contrôle URSSAF relatif aux années 2020 à 2022 s'est achevé sur 2023. Les conclusions du redressement reçues en 2024 ont été traduites dans les comptes sociaux d'EDF SA au 31 décembre 2024.

Contentieux E-Pango

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

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

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

En parallèle, E-Pango a porté plainte devant l'Autorité de la concurrence, qui s'est déclarée incompétente par décision du 7 septembre 2023. Le 27 novembre 2025, la Cour d'appel de Paris a rejeté le recours d'E-Pango, confirmant l'incompétence de l'ADLC. E-Pango s'est pourvu en cassation.

Concernant la procédure au fond devant le Tribunal de commerce de Paris, à la demande d'EDF (ainsi que d'Enedis et RTE), le juge avait ordonné le sursis à statuer dans l'attente d'une décision définitive quant à la compétence de l'ADLC. Le sursis est donc toujours en cours et ne sera levé qu'à l'issue de la procédure devant la Cour de cassation.

Contentieux indemnitaire ENGIE

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

EDF conteste fermement le bien-fondé des demandes de la société ENGIE. La procédure devant le Tribunal de commerce est en cours.

Contrats de consultants – Enquête pénale

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

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

Par jugement rendu le 30 septembre 2024, le Tribunal judiciaire de Paris a prononcé une relaxe au bénéfice d'EDF et de tous les prévenus. Le ministère public a interjeté appel du jugement de relaxe. L'affaire pourrait à nouveau être examinée par la Cour d'appel de Paris courant 2026 ou 2027.

Note 24 *État des échéances des dettes à la clôture de l'exercice*

(en millions d'euros)	Échéance à un an au plus	Échéance à plus d'un an et cinq ans au plus	Échéance à plus de cinq ans	Montants bruts au 31/12/2025
Dettes				
Emprunts obligataires	2 930	13 450	45 297	61 677
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	857	1 112	771	2 740
Emprunts et dettes financières diverses :				
• Avances sur consommation	-	-	28	28
• Autres dettes	1 040	-	-	1 040
• Autres emprunts	10 645	766	-	11 411
Dettes financières (voir note 25)	**15 472**	**15 328**	**46 096**	**76 896**
Instruments financiers à terme	**519**	**1 411**	**1 288**	**3 218**
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours [1]	**2 580**	**-**	**-**	**2 580**
Dettes Fournisseurs et Comptes rattachés [2]	10 990	-	70	11 060
Dettes fiscales et sociales [3]	8 703	-	-	8 703
Dettes sur immobilisations et Comptes rattachés	2 346	-	-	2 346
Autres dettes [4]	28 348	17	3 939	32 304
Dettes d'exploitation, d'investissements et dettes diverses	**50 387**	**17**	**4 009**	**54 413**
Produits constatés d'avance [5]	**933**	**1 085**	**1 319**	**3 337**
TOTAL DETTES	**69 891**	**17 841**	**52 712**	**140 444**

(1) Les avances et acomptes reçus comprennent principalement les paiements des clients mensualisés particuliers et professionnels pour 1 911 millions d'euros au 31 décembre 2025 (2 168 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(2) Les dettes fournisseurs et comptes rattachés intègrent les effets induits du montant à reverser aux producteurs, à la suite de la prise d'effet au 31 décembre 2025 de la censure par le Conseil constitutionnel de l'article 230 de la loi de finances 2023 relative aux obligations d'achat (voir notes 4 et 6) donnant lieu à une compensation par l'État (voir notes 4, 6 et 17 renvoi (4)).

(3) Au 31 décembre 2025, ce poste intègre un montant de 1 307 millions d'euros au titre de la Taxe Intérieure de Consommation (TIC) à collecter sur l'énergie livrée non facturée (1 008 millions d'euros au 31 décembre 2024) au titre de l'accise sur l'électricité.

(4) Il s'agit principalement des montants au titre des comptes courants et des conventions de placement et de trésorerie avec les filiales.

(5) Au 31 décembre 2025, les produits constatés d'avance sur contrats long terme comprennent les avances partenaires versées dans le cadre du financement des centrales nucléaires à EDF et celles des industriels électro-intensifs, pour 2 117 millions d'euros (2 137 millions d'euros au 31 décembre 2024).
Ils intègrent également le solde de l'avance versée à EDF en 2010 dans le cadre du contrat avec le consortium Exeltium. Cette avance est reprise linéairement au compte de résultat sur la durée du contrat (24 ans).
Ce poste intègre aussi le versement initial au titre du protocole d'indemnisation Fessenheim reçu le 14 décembre 2020 qui fait l'objet d'une reprise au compte de résultat au même rythme que les dépenses exposées.

Note 25 *Variations des emprunts et dettes financières*

Principes et méthodes comptables

Les primes de remboursement et, le cas échéant, les primes d'émission sont étalées au compte de résultat par fractions égales (linéairement) sur la durée de l'emprunt quelle que soit la cadence de remboursement, conformément à l'option permise par l'article 212-10 du PCG.

Les commissions et frais externes, supportés par EDF à l'occasion de l'émission d'emprunts et comptabilisés en « Charges à répartir sur plusieurs exercices », font l'objet d'un étalement linéaire sur la durée de vie des emprunts.

(en millions d'euros)	31/12/2024	Nouveaux Emprunts	Remboursements	Ajustements de change réalisé et latent	Autres	31/12/2025
Emprunts en euros	492	-	-	-	2	494
Emprunts en devises	17 836	3 375	(1 081)	(2 291)	238	18 077
Euro-Medium Term Notes (EMTN) (en euros)	21 031	3 538	(750)	-	532	24 351
Euro-Medium Term Notes (EMTN) (en devises)	17 435	2 364	(115)	(1 331)	402	18 755
Emprunts obligataires [1]	**56 794**	**9 277**	**(1 946)**	**(3 622)**	**1 174**	**61 677**
Emprunts long terme en euros	8 012	1 090	(6 407)	-	45	2 740
Emprunts long terme en devises	1 588	-	(1 429)	(163)	4	-
Emprunts auprès des établissements de crédit [2]	**9 600**	**1 090**	**(7 836)**	**(163)**	**49**	**2 740**
Titres de créances négociables en euros	2 981	1 822	-	-	-	4 803
Titres de créances négociables en devises	10	958	-	(2)	-	966
Dette financière actifs dédiés	-	926	-	-	-	926
Emprunts contractuels à caractère financier	572	6 257	(2 113)	-	-	4 716
Autres emprunts [3]	**3 563**	**9 963**	**(2 113)**	**(2)**	**-**	**11 411**
Total emprunts	**69 957**	**20 330**	**(11 895)**	**(3 787)**	**1 223**	**75 828**
Avances sur consommation	**29**	**-**	**(1)**	**-**	**-**	**28**
Autres dettes financières diverses	2 654	38	(2 900)	(16)	1 029	805 [4]
Comptes bancaires créditeurs	59	-	-	-	168	227
Débits bancaires différés	17	-	-	-	(9)	8
Intérêts à payer [5]	990	-	-	-	(990)	-
Total autres dettes financières diverses	**3 720**	**38**	**(2 900)**	**(16)**	**198**	**1 040**
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	**73 706**	**20 368**	**(14 796)**	**(3 803)**	**1 421**	**76 896**

(1) L'augmentation du poste résulte principalement des émissions d'obligations senior multi-tranches pour un montant global de 9 277 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.7 et 2.2.8) partiellement compensée par des remboursements d'emprunts pour (1 946) millions d'euros, un effet change de (3 622) millions d'euros et un reclassement au 1er janvier 2025 des intérêts courus associés aux emprunts obligataires, en application du règlement ANC n° 2022-06 pour 1 174 millions d'euros (voir note 25 renvoi (5)).

(2) La baisse sur la période s'explique notamment par le remboursement anticipé de tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour (7 836) millions d'euros compensée partiellement par de nouveaux tirages sur des lignes de crédit bilatérales pour 1 090 millions d'euros, un effet change de (163) millions d'euros et un reclassement au 1er janvier 2025 des intérêts courus associés aux emprunts auprès des établissements de crédit, en application du règlement ANC n° 2022-06 pour 49 millions d'euros (voir note 25 renvois (1) et (5)).

(3) La variation s'explique par 2 778 millions d'euros résultant d'émissions nettes de TCN et 4 144 millions d'euros résultant de la mise en pension de titres obligataires dans plusieurs banques ayant donné lieu à une trésorerie encaissée.
La dette financière actifs dédiés d'un montant de 926 millions d'euros concerne des prêts de titres sans équivalent en 2024. Ces opérations donnent lieu à la comptabilisation simultanée d'un actif financier (voir note 15.5) et d'une dette financière de même montant, sans impact sur la valeur nette comptable des actifs dédiés (voir note 22.2.1.6.5 renvoi (3)).

(4) Elles comprennent principalement 282,8 millions d'euros au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 22 janvier 2026 sur la souche hybride en euros de janvier 2014 et 182,9 millions d'euros (159,6 millions de livres sterling) au titre de l'option de rachat exercée par EDF au 29 janvier 2026 sur la souche hybride en livres sterling de janvier 2013, faisant suite aux reclassements opérés par EDF des « Autres fonds propres » en « Dettes financières » considérant le caractère certain des remboursements (voir notes 2.2.11 et 21.1). Elles intègrent également 134 millions d'euros de titres obligataires reçus en garantie d'un partenaire bancaire dont la contrepartie est enregistrée en valeurs mobilières de placement (voir note 18 renvoi (2)) ainsi que 59 millions d'euros portant sur des programmes d'affacturage.

(5) Au 31 décembre 2024, la ligne « Intérêts à payer » (990 millions d'euros) inclut 1 223 millions d'euros d'intérêts courus sur emprunts et dettes et (233) millions d'euros liés aux instruments financiers à terme. En application du règlement ANC n° 2022-06 :
- *l'ensemble de ces intérêts courus sur emprunts et dettes pour 1 223 millions d'euros sont reclassés par un mouvement de période au 1er janvier 2025 en « Emprunts obligataires » et en « Emprunts auprès des établissements de crédit » (voir note 25 renvois (1) et (2)) ;*
- *les intérêts courus associés aux instruments financiers à terme pour 233 millions d'euros sont reclassés par un mouvement de période au 1er janvier 2025 respectivement à l'actif au sein de la ligne « Instruments financiers à terme et jetons détenus » au titre des positions débitrices pour 341 millions d'euros et au passif au sein de la ligne « Instruments financiers à terme » au titre des positions créditrices pour 108 millions d'euros.*

25.1 Ventilation des emprunts par devises avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan				Incidence des instruments de couverture		Structure de la dette au bilan après couvertures			
(en millions d'euros)	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette	En devises	En euros	En devises	En euros	% de la dette en devises	% de la dette
Total I - Euros		**38 031**	**100 %**	**50 %**		**36 899**		**74 930**	**100 %**	**99 %**
AUD	1 000	581	2 %	1 %	(1 000)	(581)	-	-	-	-
CAD	2 000	1 257	3 %	2 %	(2 000)	(1 257)	-	-	-	-
CHF	785	847	2 %	1 %	(785)	(847)	-	-	-	-
GBP	10 134	11 925	32 %	16 %	(9 355)	(11 027)	779	898	100 %	1 %
HKD	2 416	268	1 %	-	(2 416)	(268)	-	-	-	-
JPY	281 600	1 537	4 %	2 %	(281 600)	(1 537)	-	-	-	-
USD	24 790	21 382	56 %	28 %	(24 790)	(21 382)	-	-	-	-
Total II - Autres devises		**37 797**	**100 %**	**50 %**		**(36 899)**		**898**	**100 %**	**1 %**
TOTAL I+II		**75 828**		**100 %**		**-**		**75 828**		**100 %**

Les nominaux des instruments de couverture, présentés en engagements hors bilan (voir note 27.1), ne modifient pas les emprunts figurant au bilan.

25.2 Ventilation des emprunts par type de taux d'intérêt avant et après instruments de couverture

	Structure de la dette au bilan			Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette au bilan après couvertures		
		%	%			%	%
(en millions d'euros)	Montants	31/12/2025	31/12/2024	Montants	Montants	31/12/2025	31/12/2024
Emprunts Long Terme et EMTN	62 508			(27 444)	35 064		
Emprunts Court Terme	10 078			-	10 078		
Dette à taux fixe	**72 586**	**96 %**	**88 %**	**(27 444)**	**45 142**	**60 %**	**51 %**
Emprunts Long Terme et EMTN	2 678			27 444	30 122		
Emprunts Court Terme	564			-	564		
Dette à taux variable	**3 242**	**4 %**	**12 %**	**27 444**	**30 686**	**40 %**	**49 %**
TOTAL	**75 828**	**100 %**	**100 %**	**-**	**75 828**	**100 %**	**100 %**

Note 26 *Écarts de conversion et différences d'évaluation - Passif*

Les écarts de conversion et différences d'évaluation-passif présentent au 31 décembre 2025 un gain latent de change de 1 643 millions d'euros (260 millions d'euros au 31 décembre 2024) dont 169 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en livres sterling nets des couvertures et 54 millions d'euros concernant des emprunts obligataires en dollars nets des couvertures, et 1 116 millions d'euros concernant les positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres. Au 31 décembre 2024, les positions créditrices d'appels de marge sur dérivés et sur mises en pension de titres étaient présentées au passif du bilan au sein de la ligne « Instruments financiers à terme » pour un montant de 1 639 millions d'euros (voir note 19).

Autres informations

Note 27 *Instruments financiers*

Principes et méthodes comptables

Instruments dérivés

EDF utilise des instruments dérivés dans le but de minimiser l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

Ces instruments dérivés sont constitués de produits dérivés de taux ou de change tels que *futures*, *forwards*, *swaps* et options négociés sur les marchés organisés ou de gré à gré.

L'application du règlement n° 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture depuis le 1er janvier 2017 conduit à enregistrer les plus-values latentes sur le portefeuille d'optimisation du change, ainsi que le résultat latent sur les dérivés de change qualifiés d'instruments de couverture au bilan, dans les comptes d'écarts d'évaluation créés par ce nouveau règlement. Ces comptes sont compensés avec les écarts de conversion actif ou passif constatés sur les éléments couverts.

Les dérivés conclus à des fins de couverture corrigent le résultat de change ou le produit d'intérêts de l'actif ou du passif correspondant. Si le risque de change est totalement couvert, aucune provision n'est enregistrée. S'il n'est que partiellement couvert, la perte latente non couverte est provisionnée en totalité.

Pour les autres instruments, en l'absence de mise en place d'une relation de couverture, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour la valeur nominale des contrats.

Contrats de matières premières

Les instruments financiers à terme sur matières premières sont négociés dans une optique de couverture. Les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffre d'affaires ou en coût d'achats d'énergie, de manière symétrique aux éléments couverts, conformément au règlement n° 2015-05 relatif aux instruments financiers à terme et aux opérations de couverture, applicable depuis le 1er janvier 2017.

Les instruments en portefeuille à la date de clôture sont inscrits dans les engagements hors bilan financiers pour les quantités à livrer et à recevoir au titre des contrats.

27.1 Engagements hors bilan liés aux dérivés de change, de taux d'intérêt et de risque sur matières premières

EDF utilise des instruments financiers dans le but de limiter l'impact des risques de change et de taux d'intérêt.

	31/12/2025		31/12/2024	
(en millions d'euros)	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel	À recevoir Notionnel	À livrer Notionnel
1. Opérations sur les taux d'intérêt				
***Swaps* de taux court terme**				
EUR	-	-	-	-
***Swaps* de taux long terme**				
EUR	27 267	27 267	27 557	27 557
GBP	12 520	12 520	6 557	6 557
USD	12 176	12 176	8 416	8 416
CAD	1 243	1 243	850	850
Sous-total	**53 206**	**53 206**	**43 380**	**43 380**
2. Opérations sur le change				
Opérations à terme et options de change				
EUR	36 646	30 906	47 517	39 254
GBP	13 990	13 601	16 446	18 047
USD	13 520	15 679	18 220	22 790
BRL	847	847	716	716
CNY	627	946	660	653
ILS	430	430	372	372
CHF	388	615	525	860
CAD	248	2 346	361	608
PLN	246	246	194	236

(en millions d'euros)	31/12/2025 À recevoir Notionnel	31/12/2025 À livrer Notionnel	31/12/2024 À recevoir Notionnel	31/12/2024 À livrer Notionnel
MXN	199	199	175	175
JPY	176	990	255	1 068
SEK	63	143	39	112
AUD	61	313	82	219
NOK	-	168	-	7
Autres	409	409	256	256
***Swaps* de capitaux long terme**				
USD	29 571	1 992	26 396	1 721
GBP	19 709	4 871	18 967	3 990
EUR	5 327	55 008	7 769	49 055
CAD	1 865	-	1 324	-
JPY	1 530	43	1 560	71
CHF	843	-	803	-
AUD	569	-	-	-
HKD	264	-	258	-
ILS	53	53	46	46
PLN	-	56	-	57
NOK	-	-	122	-
Sous-total	**127 581**	**129 861**	**143 063**	**140 313**
3. *Swaps* de titrisation	**-**	**-**	**-**	**-**
4. Opérations sur valeurs mobilières	**-**	**-**	**-**	**-**
Achats et ventes d'options sur titres	-	-	-	-
TOTAL DES ENGAGEMENTS HORS BILAN FINANCIERS	**180 787**	**183 067**	**186 443**	**183 693**
5. *Swaps* sur matières premières				
Produits pétroliers *(en milliers de barils)*	8 633	8 633	4 720	4 720
Produits électricité *(en TWh)*	56	180	57	133

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus correspondent aux valeurs nominales des contrats convertis en euros ou exprimés en euros sur la base du cours de change du 31 décembre 2025 (que ces contrats soient qualifiés de couverture ou pas). Pour les matières premières, les montants correspondent au nominal couvert, dans l'unité de mesure d'énergie de la matière première.

27.2 Incidence des opérations de gestion financière sur le résultat

(en millions d'euros)	2025	2024
Instruments non qualifiés de couverture		
Instruments de taux*	332	318
Instruments de change	(646)	401
Instruments actions	(17)	-
Instruments qualifiés de couverture		
Instruments de taux	300	54
Instruments de change	(132)	(104)

* *Y compris les intérêts sur les swaps.*

27.3 Juste valeur des instruments financiers dérivés

La juste valeur des contrats d'échange de devises et de taux d'intérêt a été estimée en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus avec les taux de change du marché et les taux d'intérêt à la clôture sur la période restant à courir sur les contrats (la valeur de marché comprend les intérêts courus).

La valeur comptable des instruments dérivés, dont les nominaux figurent hors bilan, comprend les intérêts courus, les soultes et les primes payées ou reçues ainsi que les écarts de change déjà enregistrés dans les comptes d'EDF. La différence entre la valeur comptable en résultant et la juste valeur de marché de ces instruments donne le gain latent ou la perte latente.

La juste valeur de marché des instruments financiers dérivés, dont les nominaux figurent en hors bilan au 31 décembre 2025 calculée par l'entreprise, figure ci-dessous :

(en millions d'euros)	Valeur comptable	Juste valeur
Opérations de couverture du risque de taux		
• *Swaps* de taux, *caps* et *floors*	142	303
Opérations de couverture du risque de change		
• Opérations de change à terme, *swaps* de change et options de change	117	5
• *Cross currency swaps*	(1 882)	(1 230)
Opérations de couverture du risque sur matières premières		
• Charbon	-	-
• Produits électricité	-	(1 252)
• Produits pétroliers	-	(50)
TOTAL	**(1 623)**	**(2 224)**

Note 28 *Autres engagements et opérations hors bilan*

Les engagements mentionnés correspondent aux flux contractuels non actualisés.

Au 31 décembre 2025, les éléments constitutifs des engagements liés à l'exploitation, au financement et aux investissements (hors engagements de livraisons d'électricité et accords de partenariat) sont les suivants :

	Échéances					
(en millions d'euros)	< 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2025	31/12/2024
Engagements hors bilan donnés	**23 440**	**20 506**	**11 857**	**15 898**	**71 701**	**72 197**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	7 701	16 636	11 353	15 100	50 790	50 352
• *Engagements d'achats de combustible et d'énergie*	*3 483*	*11 458*	*10 054*	*10 919*	*35 914*	*36 401*
• *Autres engagements liés à l'exploitation*	*4 218*	*5 178*	*1 299*	*4 181*	*14 876*	*13 951*
Engagements liés aux opérations d'investissement	4 964	3 610	384	51	9 009	8 745
Engagements liés aux opérations de financement	10 775	260	120	747	11 902	13 100
Engagements hors bilan reçus	**4 397**	**14 328**	**1 229**	**1 823**	**21 777**	**19 688**
Engagements liés aux opérations d'exploitation	788	2 129	729	1 823	5 469	5 844
Engagements liés aux opérations d'investissement	19	10	-	-	29	22
Engagements liés aux opérations de financement	3 590	12 189	500	-	16 279	13 822

28.1 Engagements donnés

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

28.1.1 Engagements d'achats de combustible et d'énergie

EDF a conclu dans le cadre de ses activités normales de production et de commercialisation, des contrats à long terme d'achats d'électricité, d'autres énergies et matières premières ainsi que de combustible nucléaire, selon lesquels il s'engage à acheter sur des durées qui peuvent atteindre 25 ans.

(en millions d'euros)	Échéances < 1 an	1 à 5 ans	5 à 10 ans	> 10 ans	31/12/2025	31/12/2024
Achats d'électricité et services associés	1 131	4 576	5 426	8 064	19 197	20 014
Achats de combustible nucléaire	2 352	6 882	4 628	2 855	16 717	16 387
ENGAGEMENTS D'ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET DE COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE	**3 483**	**11 458**	**10 054**	**10 919**	**35 914**	**36 401**

Achats d'électricité et de services associés

Les engagements d'achats d'électricité proviennent notamment :

- des Systèmes Énergétiques Insulaires qui se sont engagés à acheter de l'électricité issue de producteurs tiers ainsi que de l'électricité produite par les centrales de la filiale EDF Production Électricité Insulaire ;
- de contrats de couverture : il s'agit d'achats à terme à volume et prix fixes dans le cadre de contrats passés avec EDF Trading.

Par ailleurs, en complément des obligations valorisées ci-dessus et au terme de l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter en France métropolitaine, dès lors que le producteur en fait la demande et sous réserve du respect d'un certain nombre de caractéristiques techniques, la production issue des centrales de cogénération ainsi que des unités de production d'énergie renouvelable (éolienne, petite hydraulique, photovoltaïque, etc.).

Les surcoûts générés par cette obligation sont compensés (après validation par la CRE) via la CSPE. Ces obligations d'achat se sont élevées à 52 TWh pour l'exercice 2025 (48 TWh pour 2024), dont 4 TWh au titre de la cogénération (5 TWh pour 2024), 21 TWh au titre de l'éolien (20 TWh pour 2024), 19 TWh au titre du photovoltaïque (15 TWh pour 2024) et 2 TWh au titre de l'hydraulique (2 TWh pour 2024).

Achats de combustible nucléaire

Les engagements d'achats de combustible nucléaire proviennent des contrats d'approvisionnement du parc nucléaire pour couvrir les besoins d'EDF en uranium et en services de fluoration, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages de combustible.

28.1.2 Autres engagements liés à l'exploitation

Il s'agit d'engagements pris lors de la signature de commandes concernant l'exploitation ou les marchés en cours ainsi que des garanties liées à ces activités opérationnelles, et des contrats de location non résiliables en tant que preneur qui portent principalement sur des locaux, des équipements ou des véhicules. Les loyers payables sont susceptibles de renégociations selon des périodicités contractuelles.

Cette ligne intègre notamment les engagements donnés par EDF SA à Arabelle Solutions au titre des garanties maison mère et des garanties bancaires accordées à la suite de l'acquisition des activités nucléaires de GE Steam Power le 31 mai 2024.

De façon symétrique, EDF SA reçoit des engagements en réciprocité de la part d'Arabelle Solutions (cf note 28.2.1).

28.1.3 Engagements liés aux opérations d'investissement

Il s'agit essentiellement d'engagements liés aux acquisitions d'immobilisations corporelles (dont engagements relatifs au projet Grand Carénage, visites décennales et EPR2).

S'agissant d'EPR2, dans l'attente de la décision finale d'investissement, les montants portés en engagements hors bilan correspondent à l'engagement inévitable pour EDF et non au montant global des contrats signés.

28.1.4 Engagements liés aux opérations de financement

Il s'agit d'engagements de financement d'EDF vis-à-vis de ses filiales. La baisse de ces engagements concerne notamment EDF International pour (580) millions d'euros dans le cadre du financement d'HPC.

28.2 Engagements reçus

28.2.1 Engagements liés aux opérations d'exploitation

Il s'agit essentiellement :

- de contrats de location simple en tant que bailleur ;
- de garanties reçues liées aux activités opérationnelles ;
- des engagements sur des ventes d'exploitation, essentiellement concernant les prestations d'ingénierie pour HPC et l'accord de licence de brevets et de savoir-faire pour le projet NUWARD SMR entre EDF et NUWARD ;
- des engagements au titre de la mise à disposition de personnel pour Edvance ;
- des engagements liés à Arabelle Solutions en réciprocité des engagements donnés liés à l'exploitation (voir note 28.1.2).

Dans le cadre du projet Sizewell C, Bpifrance Assurance Export a accordé une garantie au titre d'un prêt de 5 milliards de livres sterling octroyé par un pool de banques à Sizewell C pour financer les contrats commerciaux conclus avec certaines entités du groupe EDF dont EDF SA.

Dans ce contexte, chaque entité concernée, dont EDF SA, a signé au profit de Bpifrance Assurance Export une lettre d'engagement constituant une contre-garantie des engagements de Bpifrance Assurance Export. Celle-ci ne pourrait être actionnée qu'en cas de défaut de remboursement de Sizewell C et ce dans un nombre limité de cas très spécifiques dont la probabilité d'occurrence est jugée très faible. En cas d'exercice, les montants appelés seraient déterminés conformément aux dispositions des lettres d'engagement et ne sont pas chiffrables à ce jour. En conséquence, aucun montant n'a été inclus dans les engagements hors bilan au titre de cette garantie.

28.2.2 Engagements liés aux opérations de financement

Ils correspondent au montant global des lignes de crédit dont dispose EDF auprès de différentes banques. Les engagements reçus liés aux opérations de financement intègrent aussi l'option pour émettre deux tranches d'émissions obligataires en 2026 et 2027 pour un montant global de 3 milliards de livres sterling (3,4 milliards d'euros) dans le cadre de l'accord signé le 20 juin 2025 par EDF et Apollo (voir note 2.2.6).

28.3 Autres natures d'engagements

28.3.1 Engagements de livraison d'électricité

Dans le cadre de son activité normale, EDF a conclu des contrats à long terme de vente d'électricité, dont principalement :

- des contrats avec un certain nombre d'électriciens européens, adossés à une centrale ou à un ensemble de centrales du parc de production nucléaire français, correspondant à une puissance installée de 3 GW ;
- des contrats de partenariat d'une durée entre 10 et 15 ans consistant à faire bénéficier des acteurs électro-intensifs d'une quote-part de la puissance du parc nucléaire historique, dans une logique de partenariat « at cost at risk » (contrats d'allocation de production nucléaire ou CAPN). La puissance souscrite en date du 31 décembre 2025 s'élève à environ 1 GW.

28.3.2 Achats de gaz et services associés

Des engagements d'achats de gaz sont recensés mais non valorisés par EDF dans le cadre du développement de son activité de commercialisation de gaz.

Les achats de gaz relevant de l'approvisionnement, de l'acheminement et du stockage sont principalement effectués au travers de contrats long terme et par la mise en œuvre d'achats à terme à EDF Trading.

En 2020, EDF a conclu un contrat d'achat de gaz en provenance de Norvège sur une durée de 5 ans pour un volume de 0,5 milliard de mètres cubes par an.

EDF a conclu en 2014 un contrat d'importation de GNL en provenance des États-Unis, pour une fourniture de 0,8 million de tonnes de GNL (1 milliard de mètres cubes par an de gaz naturel), depuis mai 2020 et pour une durée de 20 ans.

EDF a également signé en 2020 un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis pour 1 million de tonnes (soit 1,4 milliard de mètres cubes de gaz naturel) pendant 20 ans, dont la livraison devrait démarrer à partir de 2026 selon les estimations du fournisseur.

Par ailleurs, EDF, dans le cadre du contrat avec le terminal méthanier de Dunkerque LNG, bénéficie d'environ 61 % des capacités de regazéification du terminal jusqu'en 2037 moyennant le paiement d'une prime annuelle d'environ 150 millions d'euros. En 2025, EDF a réduit à environ 45 % ses capacités de regazéification dans ce terminal pour la période 2028 à 2036. Au titre de ce contrat, une provision pour contrat onéreux a été comptabilisée depuis 2018.

En 2023, EDF a conclu un contrat d'achat de GNL en provenance des États-Unis sur la période 2024-2036 auprès d'Edison pour 12,36 milliards de mètres cubes.

Note 29 *Informations concernant l'État et ses parties liées*

29.1 Relations avec l'État

L'État détient 100 % du capital d'EDF au 31 décembre 2025 et a ainsi la faculté, comme tout actionnaire majoritaire, de contrôler les décisions requérant l'approbation des actionnaires.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, le groupe EDF est soumis à certaines procédures de contrôle, notamment au contrôle économique et financier de l'État, aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement, ainsi qu'aux vérifications de l'Inspection générale des finances.

Le contrat de service public entre l'État et EDF a été signé le 24 octobre 2005. Ce contrat a pour objet de constituer le cadre de référence des missions de service public que le législateur lui a confiées pour une durée indéterminée.

29.2 Relations avec les entreprises du secteur public

Les relations d'EDF avec les entreprises du secteur public concernent principalement Orano et portent sur :

- l'amont du cycle du combustible nucléaire (approvisionnement en uranium, les services de conversion et d'enrichissement) ;
- l'aval du cycle (prestations de transport, entreposage, traitement et recyclage des combustibles usés).

Note 30 *Informations relatives aux effectifs*

La ventilation des effectifs employés par EDF SA par catégorie est la suivante :

	31/12/2025			31/12/2024
	Statut IEG	Autres	Total	Total
Ouvriers	3 205	2 126	5 331	5 208
Employés, techniciens et agents de maîtrise	26 629	2 036	28 665	28 207
Cadres et ingénieurs	31 742	1 124	32 866	31 566
TOTAL EFFECTIFS MOYENS	**61 576**	**5 286**	**66 862**	**64 981**

Les effectifs moyens sont présentés en équivalent temps plein.

L'augmentation des « Salaires » et des « Cotisations sociales » de 266 millions d'euros par rapport à 2024 est principalement liée à la hausse des effectifs moyens par rapport à 2024 et dans une moindre mesure à l'évolution des rémunérations.

Note 31 *Rémunération des mandataires sociaux*

Les mandataires sociaux de la Société sont le Président-Directeur Général et les administrateurs. Les administrateurs représentant les salariés exercent leur mandat à titre gratuit en application de la loi et ne perçoivent donc pas de rémunération à ce titre.

Le montant brut global, hors charges patronales, des rémunérations et avantages de toutes natures versés par la Société aux mandataires sociaux au titre de leur mandat, au cours des exercices 2024 et 2025 se décompose comme suit :

(en euros)	31/12/2025	31/12/2024
Bernard FONTANA, Président-Directeur Général [1]	296 591 [2]	n.a.
Luc REMONT, Président-Directeur Général [3]	155 114 [4]	450 000
Administrateurs [5]	549 950 [6]	700 300

(1) M. Bernard FONTANA a été nommé en qualité de Président-Directeur Général d'EDF par décret du Président de la République du 7 mai 2025 après avoir exercé ses fonctions par intérim à compter du 5 mai 2025, à la suite de la cessation à cette date des fonctions de Président-Directeur Général d'EDF de M. Luc REMONT. Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance en date du 5 mai 2025, le Conseil d'administration d'EDF réuni ce même jour a décidé, sous réserve de sa nomination en qualité de Président-Directeur Général d'EDF, de fixer la rémunération fixe annuelle de M. Bernard FONTANA à 450 000 euros bruts au titre de l'exercice 2025.

(2) Montant versé calculé prorata temporis à compter de la nomination de M. Bernard FONTANA en qualité de Président-Directeur Général, incluant la période d'exercice de ses fonctions par intérim – soit à compter du 5 mai 2025. M. Bernard FONTANA ne bénéficie pas d'avantages en nature en 2025.

(3) Sur proposition du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance en date du 6 février 2025, le Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a décidé de maintenir à 450 000 euros bruts la rémunération fixe annuelle de M. Luc REMONT au titre de l'exercice 2025, conformément au montant du plafond introduit en 2012 dans le décret n° 53-707 du 9 août 1953. Echéance du mandat d'administrateur et cessation des fonctions de Président-Directeur Général de M. Luc REMONT le 5 mai 2025.

(4) Montant versé calculé prorata temporis en raison de l'échéance du mandat d'administrateur et de la cessation des fonctions de Président-Directeur Général de M. Luc REMONT au 5 mai 2025. M. Luc REMONT n'a pas bénéficié d'avantages en nature en 2025.

(5) L'Assemblée générale du 5 mai 2025, connaissance prise du rapport du Conseil d'administration, a décidé de fixer à 675 000 euros le montant de la somme fixe annuelle visée à l'article L. 225-45 du Code de commerce à allouer aux membres du Conseil d'administration à titre de rémunération pour l'exercice 2025.

(6) Ce montant inclut les rémunérations versées aux administrateurs :
- en février 2025, un montant total de 260 250 euros, correspondant à la rémunération au titre du second semestre 2024, en fonction de l'assiduité des administrateurs aux réunions de ce semestre et des fonctions particulières occupées par chaque administrateur (membre ou Président de Comité) ;
- et en juillet 2025, un montant total de 289 700 euros, correspondant à la rémunération au titre du premier semestre 2025, en fonction de l'assiduité des administrateurs aux réunions de ce semestre et des fonctions particulières occupées par chaque administrateur.

Note 32 *Informations sur l'entité qui établit les états financiers consolidés*

EDF SA est l'entité juridique qui établit les comptes consolidés du groupe EDF.

Identité de l'entité consolidante : EDF SA dont le siège social est situé 22-30 avenue de Wagram 75008 PARIS.

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317 66522. Son code APE est 3511Z.

Les comptes de la Société EDF SA sont inclus dans les comptes consolidés publiés du groupe EDF par la méthode de l'intégration globale et sont disponibles sur le site internet : www.edf.fr.

Note 33 *Tableau de flux de trésorerie*

EDF SA a modifié la présentation du tableau de flux de trésorerie (TFT) en 2025. Afin d'améliorer la lisibilité et la comparabilité des données, les informations relatives au 31 décembre 2024 ont également été impactées par les changements ci-dessous :

- les flux de trésorerie nets générés par l'activité sont établis à présent à partir du « Résultat d'exploitation » et non plus du « Résultat avant impôts sur les bénéfices » ;
- la ligne « Impôt sur les sociétés versé au cours de l'exercice » intègre désormais les mouvements de trésorerie générés entre EDF SA et l'ensemble des filiales intégrées fiscalement, en application des conventions d'intégration fiscale (voir note 12.2). Ces derniers étaient précédemment comptabilisés au sein de la ligne « Variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation » (voir renvoi 3 du tableau de flux de trésorerie) ;
- les montants des « Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession » et des « Subventions d'investissement reçues » sont désormais présentés au sein des « Acquisitions nettes d'immobilisations incorporelles, corporelles et financières », dans la mesure où ils contribuent directement à ces investissements (voir renvoi 5).

  Cette modification de présentation entraîne un retraitement du montant des « Acquisitions nettes d'immobilisations incorporelles, corporelles et financières » figurant dans le tableau de flux de trésorerie publié au 31 décembre 2024, à hauteur de 97 millions d'euros ;
- les impacts de change liés aux opérations d'investissement et de financement sont intégrés dans les flux de trésorerie correspondants, et non plus présentés avec les opérations liées à l'activité (« Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus » dans le TFT publié au 31 décembre 2024). Cette évolution affecte les « Flux nets de trésorerie générés par l'activité », qui sont ajustés de 290 millions d'euros, répartis en 54 millions d'euros relatifs aux « Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement » et 236 millions d'euros concernant les « Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement » (voir note 36.3, TFT publié au 31 décembre 2024).

Le TFT publié dans les comptes sociaux de décembre 2024 est reporté en note 36.3.

(en millions d'euros)		Notes	31/12/2025	31/12/2024
Résultat d'exploitation			**9 672**	**12 055**
Élimination des charges et produits d'exploitation sans incidence sur la trésorerie :			**4 659**	**8 740**
Dotations nettes des reprises aux amortissements, dépréciations et provisions liées à l'exploitation			4 667	8 750
Quote-part des subventions virées au compte de résultat			(8)	(10)
Résultat brut d'exploitation			**14 331**	**20 795**
Variation du besoin en fonds de roulement d'exploitation [1] :			**(1 022)**	**(2 243)**
Stocks			140	258
Créances d'exploitation			(211)	(246)
Dettes d'exploitation			(951)	(2 255)
Flux nets de trésorerie d'exploitation			**13 309**	**18 552**
Autres encaissements et décaissements liés à l'activité :			**725**	**798**
Charges financières versées au cours de l'exercice [2]			(5 357)	(5 463)
Produits financiers reçus au cours de l'exercice [3]			6 752	7 742
Impôt sur les sociétés versé au cours l'exercice [4]			(670)	(1 481)
Charges exceptionnelles versées et produits exceptionnels reçus au cours de l'exercice			-	-
Flux nets de trésorerie générés par l'activité	**(A)**		**14 034**	**19 350**
Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement :				
Acquisitions nettes d'immobilisations incorporelles, corporelles et financières			(20 017)	(10 885)
Variations des dettes sur immobilisations			(301)	127
Variations des créances sur immobilisations			(508)	(4)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement [5]	**(B)**		**(20 826)**	**(10 762)**
Flux de trésorerie liés aux opérations de financement :				
Dividendes versés aux actionnaires		20	(2 000)	-
Augmentations de capital		20	-	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais		21.1	1 243	503
Émissions d'emprunts et conventions de placements [6]			20 538	17 825
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [6]			(14 849)	(28 708)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement	**(C)**		**4 932**	**(10 380)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A)+(B)+(C)**		**(1 860)**	**(1 792)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [7]		**34**	**(2 161)**	**(303)**
Incidence des variations de change			43	(76)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			(160)	10
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [7]		**34**	**(4 138)**	**(2 161)**

(1) En 2025, la variation du besoin en fonds de roulement intègre notamment un déficit de compensation de la CSPE d'un montant de (3 503) millions d'euros (créance de 4 295 millions d'euros au 31 décembre 2025, contre 792 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 17 renvoi (4)). Cette variation de créance de CSPE est compensée par une diminution des créances clients de 3 milliards d'euros, principalement liée à la baisse du TRVE de - 15 % au 1er février 2025 (voir note 3).

(2) La diminution des charges financières versées est en lien avec la diminution du coût de la dette (voir note 10 renvoi (2)).

(3) La variation s'explique principalement par la diminution des dividendes reçus (voir note 10 renvoi (1)).

(4) En 2025, l'impôt sur les sociétés comprend (1 793) millions d'euros versés au Trésor Public et 1 123 millions d'euros de trésorerie générée au sein du périmètre de l'intégration fiscale (versus 76 millions d'euros au 31 décembre 2024).

(5) En 2025, les investissements des immobilisations incorporelles et corporelles s'expliquent principalement par le développement du projet EPR2 (voir notes 13 renvoi (3) et 14 renvoi (3)). Les investissements des immobilisations financières sont principalement constitués d'acquisitions d'obligations (voir note 18 renvoi (3)) et de prêts accordés aux filiales (voir note 15.1 renvoi 3).

(6) En 2025, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour 6 257 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour (2 113) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts. Hormis ces opérations, en 2025, les postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représentent une augmentation nette de 1 545 millions d'euros. Ce montant résulte notamment des émissions d'emprunts obligataires et d'emprunts auprès des établissements de crédit pour 10 367 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.3, 2.2.4, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.7, 2.2.8 et note 25 renvois (1) et (2)) et d'émissions de titres de créances négociables nets de remboursements pour 2 778 millions d'euros (voir note 25 renvoi (3)) compensées par des remboursements d'emprunts obligataires pour (1 946) millions d'euros (voir note 25 renvoi (1)) et des remboursements anticipés de tirage de lignes de crédit bilatérales pour (7 836) millions d'euros (voir notes 2.2.12 et 25 renvoi (2)). Enfin, le 29 janvier 2025, EDF a exercé son option de rachat des titres subordonnés à durée indéterminée émis en janvier 2013 pour un montant en nominal de (1 250) millions d'euros et a racheté partiellement le 9 octobre 2025, les souches EUR 2026 pour (219) millions d'euros et GBP 2026 pour (539) millions d'euros (voir notes 2.2.11 et 21.1).

(7) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les titres de créances négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 34.

Note 34 *Réconciliation de la trésorerie et équivalents de trésorerie présentée dans le tableau de flux de trésorerie*

(en millions d'euros)	31/12/2025	31/12/2024	Variation
Valeurs mobilières de placement	22 038	16 386	5 652
Disponibilités	7 366 (1)	6 183 (1)	1 183
Sous total à l'actif du bilan	**29 404**	**22 569**	**6 835**
OPCVM (en euros)	(957)	(1 156)	199
TCN (en euros)	(1 008)	(1 265)	257
TCN (en devises)	(51)	(58)	7
Titres reçus en garantie	(134)	(345)	211
Obligations	(17 695)	(11 436)	(6 259)
Titres juniors reçus en garantie	(2 002)	(2 013)	11
Intérêts courus	(191)	(113)	(78)
Valeurs mobilières de placement incluses dans les actifs financiers du tableau de flux de trésorerie	**(22 038)**	**(16 386)**	**(5 652)**
Avances de trésorerie accordées aux filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « autres créances d'exploitation » du bilan	-	-	-
Avances de trésorerie reçues des filiales (conventions de trésorerie) incluses dans le poste « dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses » et titres juniors inclus dans le poste « valeurs mobilières de placement » du bilan	(11 504)	(8 344)	(3 160)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture du tableau de flux de trésorerie*	**(4 138)**	**(2 161)**	**(1 977)**
Élimination de l'incidence des variations de change			(43)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			160
VARIATION NETTE DE LA TRÉSORERIE ET DES ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE DU TABLEAU DE FLUX DE TRÉSORERIE*			**(1 860)**

* *Voir tableau de flux de trésorerie*

(1) *Dont 925 millions d'euros correspondant à l'ensemble des positions débitrices d'appels de marge sur dérivés au 31 décembre 2025 contre 160 millions d'euros au 31 décembre 2024 (voir note 19).*

Depuis 2018, les positions de trésorerie de l'ensemble des filiales dans le tableau de flux de trésorerie sont classées selon l'appréciation de critères d'autonomie.

Une entité est considérée comme non autonome lorsqu'elle a une activité de holding, réalise un chiffre d'affaires majoritairement avec les entités du groupe EDF ou n'a pas la qualité d'employeur.

Sont notamment qualifiées de non autonomes, les filiales C3, EDF Holding, Arabelle Solutions, EDF International, et d'autonomes les filiales Enedis, EDF Production Électrique Insulaire, EDF Trading, EDF Energy, Sofilo et GGF.

Dans le tableau de flux de trésorerie, les positions de trésorerie des filiales autonomes sont présentées en diminution de la « Trésorerie et équivalents de trésorerie ». Les positions de trésorerie concernant les filiales dites non autonomes font, quant à elles, parties intégrantes des rubriques de la variation du besoin en fonds de roulement.

Note 35 *Évènements postérieurs à la clôture*

Hormis le point précisé ci-dessous, aucun évènement postérieur à la clôture n'est survenu, à l'exception de ceux mentionnés dans les notes 2.2.11, 2.2.12, 3.1, 12, 13, 14 et 23.

35.1 Cession d'Energy Assets Group

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

Note 36 *Compte de résultat, Bilan et Tableau de flux de trésorerie présentés dans la plaquette des comptes sociaux au 31 décembre 2024*

36.1 Compte de résultat

(en millions d'euros)	Notes	2024		2023	
Chiffre d'affaires	**3**		**72 335**		**90 291**
Chiffre d'affaires en France		58 805		70 552	
Chiffre d'affaires à l'étranger		13 530		19 739	
Production stockée et immobilisée			**1 906**		**1 763**
Subventions d'exploitation	**4**		**6 928**		**14 198**
Reprises sur amortissements et provisions d'exploitation	**5**		**3 188**		**4 873**
Autres produits d'exploitation et transferts de charges	**6**		**1 244**		**1 295**
I Total Produits d'exploitation			**85 601**		**112 420**
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	**7**		**48 188**		**71 386**
Achats consommés de combustibles		3 118		5 541	
Achats d'énergie		25 954		46 812	
Achats de services et autres achats consommés de biens		19 116		19 033	
Impôts, taxes et versements assimilés	**8**		**2 466**		**2 370**
Charges de personnel	**9**		**7 475**		**7 071**
Dotations d'exploitation			**11 805**		**9 879**
Dotations aux amortissements des immobilisations	10	4 989		4 540	
Dotations aux provisions et dépréciations	5	6 816		5 339	
Autres charges d'exploitation	**6**		**3 612**		**3 500**
II Total Charges d'exploitation			**73 546**		**94 206**
Résultat d'exploitation (I - II)			**12 055**		**18 214**
III Quotes parts de résultat sur opérations faites en commun			**-**		**-**
IV Résultat financier	**11**		**(1 810)**		**(8 945)**
Résultat courant avant impôts (I - II + III + IV)			**10 245**		**9 269**
V Résultat exceptionnel	**12**		**703**		**272**
VI Impôts sur les bénéfices	**13**		**(1 083)**		**(1 831)**
BÉNÉFICE OU PERTE (I - II + III + IV + V + VI)			**9 865**		**7 710**

36.2 Bilan

Actif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024 Montants bruts	Amortissements et dépréciations	Montants nets	31/12/2023 Montants nets
Immobilisations incorporelles	**14**	**4 201**	**2 799**	**1 402**	**1 519**
Immobilisations incorporelles en cours	**14**	**2 908**	**10**	**2 898**	**1 929**
Immobilisations corporelles du domaine propre	**15**	**103 752**	**71 010**	**32 742**	**31 312**
Immobilisations corporelles du domaine concédé	**15**	**16 988**	**10 087**	**6 901**	**6 864**
Immobilisations corporelles en cours	**15**	**23 590**	**32**	**23 558**	**22 726**
Participations et créances rattachées		64 691	14 303	50 388	50 749
Titres immobilisés		25 769	814	24 955	24 803
Prêts et autres immobilisations financières		42 333	169	42 164	36 537
Immobilisations financières	**16**	**132 793**	**15 286**	**117 507**	**112 089**
I Total Actif immobilisé		**284 232**	**99 224**	**185 008**	**176 439**
Stocks et en-cours	**17**	**13 661**	**562**	**13 099**	**13 320**
Avances et acomptes versés sur commandes	**18**	**925**	**-**	**925**	**753**
Créances d'exploitation	**18**	**19 731**	**432**	**19 299**	**18 966**
Valeurs mobilières de placement	**19**	**16 386**	**265**	**16 121**	**19 507**
Instruments de trésorerie	**18**	**4 151**	**-**	**4 151**	**2 759**
Disponibilités	**18-20**	**6 023**	**-**	**6 023**	**8 147**
Charges constatées d'avance	**18**	**1 028**	**-**	**1 028**	**1 137**
II Total Actif circulant		**61 905**	**1 259**	**60 646**	**64 589**
Charges à répartir sur plusieurs exercices (III)		**236**	**-**	**236**	**231**
Primes de remboursement des emprunts (IV)		**908**	**385**	**523**	**481**
Écarts de conversion - Actif (V)	**21**	**1 363**	**-**	**1 363**	**1 187**
TOTAL DE L'ACTIF (I + II + III + IV + V)		**348 644**	**100 868**	**247 776**	**242 927**

Passif

(en millions d'euros)	Notes	31/12/2024	31/12/2023
Capital		**2 084**	**2 084**
Primes liées au capital social		**24 071**	**24 085**
Écarts de réévaluation		**694**	**693**
Réserves			
Réserve légale		208	194
Autres réserves		2 970	2 970
Report à nouveau		**(14 751)**	**(22 461)**
Résultat de l'exercice		**9 865**	**7 710**
Acomptes sur dividendes		**-**	**-**
Subventions d'investissement		**265**	**209**
Provisions réglementées		**5 502**	**5 636**
Total Capitaux propres	**22**	**30 908**	**21 120**
Autres fonds propres	**23**	**10 188**	**11 979**
Passifs spécifiques des concessions	**24**	**2 592**	**2 515**
Total I Fonds propres		**43 688**	**35 614**
Provisions pour risques	**25**	**1 205**	**1 231**
Provisions liées à la production nucléaire (aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs)	26	53 821	48 220
Provisions pour déconstruction hors installations nucléaires	27	1 133	1 018
Provisions pour avantages du personnel	28	12 729	12 535
Provisions pour autres charges	29	721	818
Provisions pour charges		**68 404**	**62 591**
Total II Provisions		**69 609**	**63 822**
Dettes financières	**31-32**	**73 706**	**80 663**
Avances et acomptes reçus	**31**	**2 924**	**2 520**
Dettes d'exploitation, d'investissement et dettes diverses	**31**	**51 153**	**53 718**
Instruments de trésorerie	**31**	**3 296**	**2 913**
Produits constatés d'avance	**31**	**3 140**	**3 367**
Total III Dettes	**31**	**134 219**	**143 181**
Écarts de conversion - Passif (IV)	**33**	**260**	**310**
TOTAL DU PASSIF (I + II + III + IV)		**247 776**	**242 927**

36.3 Tableau de flux de trésorerie présenté dans la plaquette des comptes sociaux au 31 décembre 2024

(en millions d'euros)		Notes	2024	2023
Opérations d'exploitation				
Résultat avant impôts sur les bénéfices			10 948	9 541
Amortissements et provisions			11 989	13 507
Plus-values ou moins-values de cessions			109	62
Produits et charges financiers			(2 209)	126
Variation du besoin en fonds de roulement [1]			(2 164)	(2 709)
Flux de trésorerie nets générés par l'exploitation			**18 673**	**20 527**
Frais financiers nets décaissés dont dividendes reçus* [2]			1 946	(217)
Impôts sur le résultat payés			(1 559)	(1 738)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'exploitation	**(A)**		**19 060**	**18 572**
Opérations d'investissement				
Investissements corporels et incorporels [3]			(8 158)	(6 807)
Produits de cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles			15	13
Variation d'actifs financiers [4]			(2 662)	(2 905)
Flux de trésorerie nets liés aux opérations d'investissement	**(B)**		**(10 805)**	**(9 699)**
Opérations de financement				
Émissions d'emprunts et conventions de placements [5]			16 768	34 286
Remboursements d'emprunts et conventions de placements [5]			(25 691)	(41 565)
Dividendes versés		22	-	-
Émissions et rachats de titres subordonnés à durée indéterminée (TSDI) nets de frais		23	511	724
Dépôts et cautionnements		32	(1 732)	(1 100)
Participations reçues sur le financement d'immobilisations en concession			32	37
Subventions d'investissement reçues		22	65	-
Flux de trésorerie nets liés aux opérations de financement	**(C)**		**(10 047)**	**(7 618)**
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**(A)+(B)+(C)**		**(1 792)**	**1 255**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE [6]		**20**	**(303)**	**(1 466)**
Incidence des variations de change			(76)	(92)
Incidence des reclassements et variations de juste valeur			10	-
Produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie*			-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE [6]		**20**	**(2 161)**	**(303)**

* *Au 31 décembre 2024, les « produits financiers nets sur disponibilités et équivalents de trésorerie » qui étaient présentés de façon distincte dans les éléments en rapprochement ont été reclassés au sein des « frais financiers nets décaissés » pour un montant de 445 millions d'euros (240 millions d'euros au 31 décembre 2023). L'information comparative de l'exercice 2023 a été retraitée en conséquence.*

(1) La variation du besoin en fonds de roulement sur l'exercice 2024 s'explique principalement par un déficit de compensation de CSPE pour EDF conduisant à constater une créance de CSPE au 31 décembre 2024 pour 792 millions d'euros contre une dette de 2 030 millions d'euros au 31 décembre 2023 (voir notes 18 renvoi (2) et 31 renvoi (4)).

(2) La variation s'explique principalement par la hausse des dividendes reçus (voir note 11).

(3) La variation s'explique principalement par le développement du projet EPR 2 (voir notes 14 renvoi (3) et 15 renvoi (2)).

(4) En 2024, la variation des actifs financiers s'explique principalement par une hausse des prêts accordés aux filiales pour (4,9) milliards d'euros, un dépôt de garantie versé par EDF à Enedis pour (0,7) milliard d'euros (voir note 16.6 renvoi (4)) et des prises de participations pour (3,1) milliards d'euros retraitées des dépréciations transférées à EDF dans le cadre de la TUP Arabelle Holding pour 1,5 milliard d'euros (voir note 16.1 renvoi (1)). Cette hausse de (7,2) milliards d'euros est compensée partiellement par la diminution du portefeuille d'obligations de 5,1 milliards d'euros (voir note 19).

(5) En 2024, des opérations de mises en pension de titres obligataires ont été réalisées pour 2 943 millions d'euros et ont fait l'objet de remboursements pour (5 922) millions d'euros. Ces opérations sont présentées sur les lignes d'émissions et de remboursements d'emprunts.
Hormis ces opérations, la variation en 2024 des postes « Émissions d'emprunts et conventions de placements » et « Remboursements d'emprunts et conventions de placements » représente une diminution de (5 944) millions d'euros.
Cette variation résulte notamment des remboursements d'emprunts obligataires et d'emprunts auprès d'établissements de crédit pour (15 517) millions d'euros (voir note 32) et des remboursements de titres de créances négociables en euros nets d'émission pour (2 068) millions d'euros (voir note 32) compensés par des émissions d'obligations senior multi-tranches pour 6 676 millions d'euros (voir notes 2.2.1, 2.2.2, 2.2.5, 2.2.6, 2.2.9 et 2.2.10) et l'octroi de lignes de crédit bilatérales pour 6 981 millions d'euros (voir note 32). De plus, EDF a exercé son option de rachat au 5 juillet 2024 des titres subordonnés à durée indéterminée émis en octobre 2018 pour un montant en nominal de (1 250) millions d'euros (voir 2.2.4).

(6) Les postes « Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture et à la clôture » ne comprennent pas les OPCVM, ni les titres de créances négociables (TCN) supérieurs à trois mois. La réconciliation de la trésorerie avec les postes de bilan est présentée dans la note 20.

6.4 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

(Exercice clos le 31 décembre 2025)

A l'assemblée générale

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société Electricité de France S.A. (« EDF » ou « la Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2025, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité des Risques et de l'Audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie

« Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2025 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1.1 « Référentiel Comptable » de l'annexe aux comptes annuels qui expose les incidences liées au changement de méthodes comptables relatif à la première application du règlement ANC n° 2022-06.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.821-53 et R.821-180 du code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Évaluation des provisions liées à la production nucléaire en France – aval du cycle, déconstruction des centrales et derniers cœurs – et des actifs dédiés

(Notes 1.2.2, et 22.2.1. de l'annexe aux comptes annuels)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, les provisions constituées pour couvrir les obligations relatives aux installations nucléaires dont EDF est l'exploitant en France s'élèvent à 54 344 millions d'euros, dont 31 557 millions d'euros au titre de l'aval du cycle nucléaire (gestion du combustible usé et des déchets radioactifs) et 22 787 millions d'euros au titre de la déconstruction des centrales et des derniers cœurs.

L'évaluation de ces provisions s'inscrit dans le contexte réglementaire et industriel rappelé dans les notes
1.2.2 et 22.2.1 de l'annexe aux comptes annuels. Elle nécessite de définir des hypothèses à la fois techniques et financières et d'utiliser des modèles de calcul complexes.

Ces derniers sont mis à jour et les hypothèses prises en compte dans les modèles sont revues au moins une fois par an. Les hypothèses retenues reflètent la meilleure estimation à la clôture par la Direction des effets de la réglementation applicable, de la mise en œuvre des processus de déconstruction, de gestion des combustibles usés, d'entreposage, d'évacuation et de stockage des déchets radioactifs. Elles tiennent également compte de l'évolution de principaux paramètres financiers d'inflation et d'actualisation. Comme chaque année, les charges encourues ainsi que les combustibles engagés sur la période sont également reflétées dans les variations de provisions.

Par ailleurs, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, et de ses textes d'application relatifs à la sécurisation du financement des charges nucléaires, la Société est tenue de constituer des actifs dits « dédiés » pour sécuriser le financement de ses obligations de long terme. La loi dispose que la valeur de réalisation des actifs dédiés doit être supérieure à la valeur des provisions correspondantes au coût actualisé des obligations financées par ces actifs (note 22.2.1.6 de l'annexe aux comptes annuels).

Les actifs dédiés comprennent (i) des actifs dits de rendement, composés d'actifs d'infrastructures, dont les titres de CTE, et d'actifs immobiliers ; (ii) des actifs dits de croissance, composés de fonds d'actions cotées et de fonds d'investissement en actions non cotées ; et (iii) des actifs dits de taux, composés d'obligations cotées ou de fonds d'obligations cotées, de fonds de dette non cotée, de créances et de trésorerie.

Leur valeur de réalisation s'élève à 42 468 millions d'euros (pour une valeur nette comptable de 34 723 millions d'euros) au 31 décembre 2025.

Nous avons considéré que l'évaluation des provisions liées à la production nucléaire et des actifs dédiés constitue un point clé de l'audit en raison :

- de la sensibilité des hypothèses sur lesquelles se fonde l'évaluation de ces provisions, notamment en termes d'hypothèses et scénarios industriels de déconstruction, de retraitement du combustible usé et de stockage des déchets, de coûts, incertitudes et aléas pris en compte, de taux d'inflation et de taux d'actualisation à long terme, ainsi que de durée d'amortissement des centrales en exploitation et d'échéanciers de décaissement ; la modification de ces paramètres pouvant conduire à une révision significative des montants provisionnés ;
- des effets négatifs sur la situation financière de la Société (mobilisation de trésorerie pour constituer davantage d'actifs dédiés) en cas de révision à la hausse des provisions nucléaires en France, de variation à la baisse des valeurs de réalisation de actifs dédiés ou d'évolution du taux de couverture réglementaire des provisions nucléaires par des actifs dédiés.

Étant précisé que l'évaluation des provisions comporte et intègre des facteurs d'incertitude liés au fait que certains scénarios et solutions techniques n'ont jamais été mis en œuvre.

Réponses apportées

Nous avons analysé le dispositif de constitution des provisions liées à la production nucléaire en France. Nous avons pris connaissance des scénarios industriels de déconstruction des centrales et des solutions techniques retenues en termes de gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Nous avons apprécié la conformité des modalités de détermination des provisions au regard des dispositions de nature comptable, légale et réglementaire applicables.

Nous avons vérifié l'intégrité des modèles de calcul utilisés par la Société et apprécié les hypothèses retenues en termes de coûts, d'échéanciers de décaissements, d'avancement des travaux en lien avec les dépenses réalisées et de paramètres financiers (taux d'actualisation et d'inflation).

Nos travaux ont également consisté à vérifier la nature des coûts entrant dans la détermination des provisions et à apprécier la concordance des prévisions de coûts et des échéanciers de décaissements avec les scénarios industriels retenus ainsi qu'avec les études et devis disponibles, intégrant les évolutions de l'exercice.

Nous avons aussi apprécié le caractère approprié :

- des marges pour risques et incertitudes intégrées aux provisions afin de tenir compte de la maturité des projets et du degré de maitrise des techniques de démantèlement à mettre en œuvre, ainsi que des risques spécifiques de réalisation identifiés ;

des effets de série et de mutualisation retenus dans le chiffrage du devis de déconstruction des centrales en exploitation et des éléments de retour d'expérience tirés de la préparation du démantèlement des réacteurs de la centrale de Fessenheim depuis 2021, en vue de leur transposition aux autres centrales.

Concernant les taux d'inflation et d'actualisation et leurs modalités de calcul retenues par la Direction et décrites dans la note 22.2.1.5 de l'annexe aux comptes annuels, nous avons vérifié leur conformité avec les normes comptables et le dispositif réglementaire applicable depuis 2020. Nous avons rapproché les données utilisées à cet égard des données et références de marché disponibles.

S'agissant des actifs dédiés, nous avons rapproché leur valeur de réalisation figurant dans la note
22.2.1.6.5 de l'annexe aux comptes annuels avec les relevés des dépositaires, les valeurs boursières, ou le cas échéant, avec les évaluations réalisées par les experts externes mandatés par la Société et avons revu ces valorisations avec l'aide de nos experts.

Enfin, nous avons vérifié la concordance des données relatives à la détermination des provisions avec les états financiers et le caractère approprié de l'information donnée dans l'annexe, notamment la sensibilité de l'évaluation des provisions nucléaires à la variation des hypothèses macro-économiques et techniques (note 22.2.1.5.3 de l'annexe aux comptes annuels).

Évaluation des titres de participation

(Notes 1.2.6 et 15 de l'annexe aux comptes annuels)

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2025, la valeur nette comptable des titres de participation s'élève à 59 244 millions d'euros. Les titres de participation sont enregistrés au coût d'acquisition incluant les droits de mutation, honoraires ou commissions et frais d'actes directement liés à l'acquisition.
Comme indiqué dans la note 15 de l'annexe aux comptes annuels, les titres de participation sont évalués à chaque clôture à leur valeur d'utilité. Lorsque la valeur comptable des titres de participation est supérieure à la valeur d'utilité, une dépréciation est constituée pour la différence.
La valeur d'utilité est principalement déterminée :

- Par référence à la valeur des capitaux propres consolidés de l'entité dans les comptes du Groupe ;
- Lorsque la valeur des capitaux propres consolidés est inférieure à la valeur nette comptable des titres, cette valeur d'utilité est complétée de marges de valeurs positives basées :
  - soit sur des flux de trésorerie actualisés calculés sur la base de la meilleure information disponible à la date de clôture. Ces flux de trésorerie correspondent pour les premières années au Budget puis au Plan à Moyen Terme (PMT) et au-delà de l'horizon du PMT, ils sont estimés sur la base d'hypothèses de long terme élaborées dans le cadre d'un processus de trajectoire financière et de scénarisation mis à jour annuellement ;
  - soit sur la moyenne des multiples d'EBITDA d'un panel d'entités comparables ;
  - soit sur la base d'une valorisation boursière.

L'estimation de la valeur d'utilité des titres de participation requiert des jugements significatifs de la part de la Direction dans le choix des méthodes d'évaluation et des éléments à considérer, qui peuvent être historiques (capitaux propres notamment) ou prévisionnels (hypothèses de flux de trésorerie).
En raison du montant significatif des titres de participation et des jugements relatifs à l'estimation des valeurs d'utilité et de leur sensibilité aux variations de données et hypothèses sur lesquelles elles se fondent, nous avons considéré l'évaluation des titres de participation comme un point clé de l'audit.

Réponses apportées

Nos procédures d'audit ont principalement consisté à :

- Prendre connaissance, sur la base des informations fournies par la Direction, des méthodes de valorisation retenues par la Société ;
- Comparer les données utilisées pour la réalisation des tests de dépréciation des titres de participation avec les données comptables des filiales, le cas échéant ;
- Prendre connaissance de la méthodologie et des hypothèses utilisées pour déterminer la valeur d'utilité des titres de participation (capitaux propres, hypothèses de flux de trésorerie, multiples d'EBITDA ou valorisation boursière) ;
- S'agissant des flux de trésorerie, vérifier que les projections sont cohérentes avec (i) les données budgétaires et le Plan à Moyen Terme pour les premières années et, au-delà, avec les hypothèses de long terme élaborées par la Société, (ii) les performances passées, et (iii) la durée d'exploitation attendue des actifs ;
- S'agissant des multiples d'EBITDA, apprécier la pertinence du panel utilisé et sa cohérence dans le temps ;
- Vérifier l'exactitude arithmétique des calculs des valeurs d'utilité retenues par la société ;
- Vérifier le caractère approprié des informations présentées dans la note 15 de l'annexe aux comptes annuels.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4 et L.22-10-10 du code de commerce.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité du Président-Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société Electricité de France S.A. par votre assemblée générale du 6 juin 2005 pour le cabinet KPMG SA et du 28 juin 2023 pour le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit.

Au 31 décembre 2025, le cabinet KPMG SA était dans la 21ème année de sa mission sans interruption et le cabinet PricewaterhouseCoopers Audit dans la 3ème année.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité des Risques et de l'Audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au Comité des Risques et de l'Audit

Nous remettons au Comité des Risques et de l'Audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité des Risques et de l'Audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité des Risques et de l'Audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité des Risques et de l'Audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris La Défense, le 19 février 2026

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit		KPMG SA	
Séverine SCHEER	Cédric HAASER	Marie GUILLEMOT	Jacques-François LETHU

6.5 Politique de distribution de dividendes

6.5.1 Dividendes et acomptes sur dividendes versés au cours des trois derniers exercices

Les Assemblées générales réunies les 28 juin 2023, 11 juin 2024 et 5 mai 2025 n'ont voté aucune distribution de dividendes au titre des exercices 2022, 2023 et 2024 [1].

6.5.2 Politique de distribution, dividende majoré

La politique de distribution des dividendes définie par le Conseil d'administration prend en compte les besoins d'investissements du Groupe, le contexte économique et tout autre facteur jugé pertinent.

Ont droit aux dividendes majorés les actionnaires détenant leurs titres au nominatif depuis au moins deux ans. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social.

L'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

6.5.3 Délai de prescription

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans à compter de la date de leur mise en paiement sont prescrits au profit de l'État.

(1) Étant précisé que l'Assemblée générale d'EDF du 5 mai 2025 a décidé la distribution, à l'État français, de 2 milliards d'euros prélevés sur le poste « primes liées au capital social ».

6.6 Autres informations

6.6.1 Tableau des résultats des cinq derniers exercices

	2025	2024	2023	2022	2021
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en millions d'euros)*	2 084	2 084	2 084	1 944	1 619
Dotations en capital *(en millions d'euros)*					
Nombre d'actions ordinaires existantes	4 168 730 082	4 168 730 082	4 168 730 082	3 887 718 420	3 238 676 748
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes					
Nombre maximal d'actions futures à créer					
par conversion d'obligations					
par exercice de droit de souscription					
Opérations et résultats de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	63 392	72 335	90 291	87 129	53 001
Résultat avant impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	16 760	23 057	23 182	(22 745)	9 177
Impôts sur les bénéfices	1 068	1 083	1 831	(147) [2]	1 410
Participation des salariés due au titre de l'exercice					
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	19 558	9 865	7 710	(30 648)	1 457
Résultat distribué					1 997 [1]
Acompte sur résultat distribué					947
Résultats par action *(en euro/action)*					
Résultat après impôts, participation des salariés mais avant dotations aux amortissements et provisions	3,76	5,27	5,12	(5,81)	2,40
Résultat après impôts, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	4,69	2,37	1,85	(7,88)	0,45
Dividende attribué à chaque action					0,58 [1][3]
Acompte dividende attribué à chaque action					0,30
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	66 862	64 981	63 186	61 607	62 035
Montant de la masse salariale de l'exercice *(en millions d'euros)*	4 650	4 540	4 244	3 981	3 720
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (Sécurité Sociale, œuvres sociales, etc.) *(en millions d'euros)*	3 091	2 935	2 827	2 634	2 687

(1) Y compris acompte versé.
(2) Montant correspondant à un produit d'impôt.
(3) Soit 0,638 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

6.6.2 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

Les évènements significatifs intervenus entre la date de clôture de l'exercice 2025 et la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel sont mentionnés à la section 5.2 « Événements postérieurs à la clôture » et à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 23 « Événements postérieurs à la clôture ». Les évènements intervenus postérieurement au 19 février 2026, date d'arrêté des comptes par le Conseil d'administration, sont mentionnés à la section 5.3 « Événements postérieurs à l'arrêté des comptes » du présent document d'enregistrement universel.

6.6.3 *Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients (article L. 441-14 et D. 441-6 du Code de commerce)*

Dans le cadre de la loi LME modifiée par la loi n° 2015-990 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, EDF communique les montants TTC des dettes et créances échues à la fin de l'exercice. Ces montants sont ventilés par tranche de retard de paiement et rapportés respectivement au montant TTC des achats et du chiffre d'affaires de l'exercice.

	Article D. 441 I.- 1° : factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
(en millions d'euros)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	162 129					6 094	4 291 813					9 833 013
Montant total des factures concernées (TTC)	3 255	21	-	1	6	28	1 927	151	53	44	1 024	1 272
% du montant total des achats de l'exercice	4,9	0,03	-	-	0,01	0,04						
% du chiffre d'affaires de l'exercice (TTC)							2,5	0,2	0,1	0,1	1,3	1,6
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						0						0
Montant total des factures exclues						0						0
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 43-1 du Code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux et contractuels						Délais légaux					

6.6.4 *Montant des prêts interentreprises consentis*

Conformément aux dispositions des articles L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier, le montant des prêts interentreprises consentis sont les suivants :

(en millions d'euros)	2025	2024
Société		
EDF International	27 796	22 655
EDF power solutions	9 297	8 675
Enedis	5 615	5 028
Dalkia France	1 810	1 750
EDF Energy	1 562	1 651
Framatome	404	212
EDF Production Électrique Insulaire	254	335
Arabelle Solutions	241	215
Sofilo	43	-
Cyclife Holding	24	26
EDF Trading	-	804
AT34	-	168

6.6.5 *Informations sur les succursales existantes*

Au 31 décembre 2025, le Groupe a recensé 271 établissements secondaires enregistrés auprès des RCS listés dans le K-bis de la Société, et est présent sur le territoire français au travers de plusieurs milliers de bureaux distincts, ces derniers ne remplissant pas le critère d'autonomie de gestion nécessaire à la qualification de succursale.

En application de l'article L. 232-1 du Code de commerce, EDF déclare détenir des succursales [1] en dehors de la France métropolitaine au 31 décembre 2025.

6.7 Reporting d'allocation et d'impact des fonds levés dans le cadre des Financements Verts d'EDF

Depuis 2013, le Groupe a émis des obligations vertes (Green Bonds) pour l'équivalent de plus de 21,3 Mds€ afin d'accompagner son développement dans les énergies bas carbone. Les premières émissions ont financé principalement la construction de nouveaux projets éoliens et solaires en novembre 2013 et en octobre 2015. Puis, le Groupe a élargi son *Green Bond Framework* au financement des investissements de rénovation et modernisation des actifs hydroélectriques en France métropolitaine en septembre 2016 et a émis de nouvelles émissions en octobre 2016 et en janvier 2017. Le Groupe a de nouveau élargi le champ d'application de son *Green Bond Framework* début 2020 en l'ouvrant à des actifs hydroélectriques à l'international, à des projets d'efficacité énergétique et à des projets de préservation de la biodiversité. Il a dans ce cadre émis des nouvelles émissions d'obligations vertes en septembre 2020 et en novembre 2021. En juillet 2022, le Groupe a renommé son Framework en *Green Financing Framework* pour y inclure tout type de produit de financement (Financements Verts), en plus des obligations. Il est aligné avec la taxonomie européenne, y compris avec l'acte délégué sur le nucléaire qui est entré en vigueur en juillet 2022. Le champ des investissements a également été élargi aux projets de distribution d'électricité et aux projets de production nucléaire. Dans ce cadre, EDF a réalisé plusieurs émissions obligataires en octobre 2022, en août et novembre 2023, en juin et septembre 2024, en janvier et février 2025, ainsi qu'un contrat de REPO Green Evergreen en juillet 2023. En avril 2025, EDF a élargi à nouveau le champ d'investissement de son *Green Financing Framework* en ajoutant les investissements nucléaires au Royaume-Uni (non alignés avec la taxonomie européenne) et a émis des obligations vertes en janvier, février, mai, octobre et novembre 2025.

Par ailleurs, EDF a signé des prêts bancaires bilatéraux pour un montant total de 6,185 Mds€ en 2024.

Enfin, EDF a émis des billets de trésorerie verts dans le cadre de son programme de *Negociable European Commercial Paper* (NeuCP) pour un montant maximum de 412 M€ en 2024, ainsi que 240 M€ de NeuMtN dans le cadre de son programme de *Negotiable European Medium Term Note* en 2025.

Les engagements pris par EDF dans le cadre de ces émissions suivent les quatre principes établis par les *Green Bond Principles* [2] : l'utilisation des fonds levés, les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, la gestion des fonds levés et les modalités de reporting. La description détaillée de ces engagements est présentée dans le *Green Financing Framework* EDF d'avril 2025, disponible sur la page Finance durable du site Internet d'EDF [3].

Utilisation des fonds levés

Dans le cadre de ses Financements Verts, EDF s'engage à allouer les fonds levés au financement de nouveaux investissements de certains Projets Éligibles :

- la construction ou l'acquisition de portefeuille de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dont des projets éoliens, solaires, hydrauliques, de stockage, biomasse et géothermie ;
- les investissements dans les installations hydroélectriques existantes dont la rénovation et maintenance lourde, la modernisation et l'automatisation, et le développement d'ouvrages existants (incluant notamment des augmentations de puissance), ainsi que les projets de préservation de la biodiversité, comme des actions d'atténuation de l'impact des activités d'EDF sur la biodiversité, la restauration ou re-naturalisation de sites et la recherche et développement ;
- les projets d'efficacité énergétique dont des projets de réduction de consommation d'énergie, de modernisation de l'éclairage, des réseaux de chaleur et de froid et de création de station de chargement pour véhicules électriques ;
- les projets de distribution d'électricité dont les investissements dans le réseau de distribution connecté au système européen, les raccordements des installations de production d'énergie renouvelable, les infrastructures soutenant l'électrification des transports (y compris les points de charge de véhicules électriques) et les compteurs intelligents ;
- les projets de production nucléaire : les investissements dans les nouveaux projets de construction et les travaux existants, notamment la recherche et développement, la démonstration et le déploiement de réacteurs innovants qui produisent de l'énergie provenant de processus nucléaires avec un minimum de déchets provenant du cycle du combustible, les projets autorisés au plus tard en 2045 par les autorités compétentes pour la construction et l'exploitation en toute sûreté des centrales et au plus tard en 2040 pour l'extension de la durée de vie des réacteurs existants en France et les investissements dans les nouveaux projets de construction et les travaux existants, notamment pour l'extension de la durée de vie des réacteurs au Royaume-Uni.

Le *Green Financing Framework* permet que les fonds puissent financer des projets qui n'auraient pas encore bénéficié de financement par un Financement Vert, dans un délai de 3 années précédant l'émission du Financement Vert (clause de look back). De même, les fonds peuvent être utilisés dans le cadre de l'acquisition de portefeuille de projets dans les énergies renouvelables, ainsi que le refinancement de projets.

Évaluation et sélection des Projets Éligibles financés

Dans le cadre du *Green Financing Framework* depuis juillet 2022, chaque Projet Éligible appelé à être financé est évalué sur la base des critères de la taxonomie européenne, et notamment les critères DNSH et de garanties minimales, à l'exception des projets nucléaires au Royaume-Uni.

Le respect de ces critères fait l'objet de l'attestation de KPMG S.A. (l'un des Commissaires aux comptes d'EDF) selon les exigences du *Green Financing Framework*.

Seuls les projets conformes à ces critères peuvent bénéficier d'un Financement Vert.

(1) Sur le plan fiscal, il s'agit d'établissements stables à l'étranger.
(2) https://www.icmagroup.org/sustainable-finance/the-principles-guidelines-and-handbooks/green-bond-principles-gbp/
(3) https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/investors/debt/sustainable-finance

Gestion des fonds levés

Les fonds levés sont gérés selon un principe de cantonnement strict qui vise à assurer que leur utilisation est exclusivement et effectivement réservée au financement de Projets Éligibles.

À réception par la Direction Financements Trésorerie Groupe d'EDF, les fonds levés lors de chaque émission sont investis et suivis dans un sous-portefeuille dédié d'actifs de trésorerie, jusqu'à allocation à des Projets Éligibles. Les actifs de trésorerie de type « investissement socialement responsable » (ISR) de court terme sont privilégiés pour l'investissement des fonds en trésorerie.

Les entités du Groupe notifient, au fil de l'eau ou à intervalles réguliers, le Département Trésorerie d'EDF des fonds nécessaires pour couvrir les dépenses d'investissements relatives aux projets sélectionnés. Le Département Trésorerie ajuste, sur la base de ces notifications, les montants disponibles dans les sous-portefeuilles dédiés d'actifs de trésorerie.

Reporting

Allocation des Financements Verts par Projet Éligible

Financements Verts	Montant nominal	Projets renouvelables	Projets hydrauliques	Projets de biodiversité	Projets de distribution d'électricité	Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France	Projets dans les nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni
Green Bond 11/2013	1 400 M€	1 400 M€					
Green Bond 10/2015	1 250 M€	1 250 M€					
Green Bond 10/2016	1 750 M€	1 248 M€	502 M€				
Green Bond 01/2017	26 000 M¥	14 021 M¥	11 979 M¥				
Green Bond 09/2020	2 400 M€	2 415 M€ *(1,6 Md€ en look back)*	110 M€	28 M€			
Green Bond 11/2021	1 850 M€	1 638 M€	189 M€	23 M€ *(16 M€ en look back)*			
Green Bond 10/2022	1 250 M€				1 250 M€ en *look back*		
Green REPO 07/2023	565 M€				565 M€ en *look back*		
Green Bond 08/2023	325 MCHF				325 MCHF en *look back*		
Green Bond 11/2023	1 000 M€					1 000 M€ en *look back*	
Prêts bancaires verts - 2024	6 185 M€					6 185 M€ en *look back*	
Green NeuCP 2024	412 M€	36 M€ en *look back*	371 M€ en *look back*	5 M€ en *look back*			
Green Bond 06/2024	3 000 M€	727 M€ en *look back*			847 M€ [1] en *look back*	1 000 M€ en *look back*	
Green Bond 09/2024	310 MCHF	310 MCHF					
Green Hybrid Bond 09/2024	1 150 M€ + 500 M£					1 150 M€ + 500 M£ *look back*	
Green Bond 01/2025	500 M$					500 M$ en *look back*	
Green Bond 01/2025	250 M€ (TAP)					260 M€ en *look back*	
Green Bond 01/2025	130 M€ (TAP)	130 M€ en *look back*					
Green Bond 02/2025	750 MCAD					750 MCAD en *look back*	
Green Bond 05/2025	2 250 M€	463 M€ : refinancement de projets	531,2 M€ dont 207,2 M€ en *look back*	5,8 M€ en *look back*		750 M€ en *look back*	500 M€ en *look back*
NeuMtM 2025	240 M€	52 M€	188 M€ en *look back*				
Green Hybrid Bond 10/2025	1 250 M€					1 250 M€ en *look back*	
Green Bond 10/2025	100 M€					100 M€ en *look back*	
Green Bond 11/2025	50 M€					50 M€ en *look back*	

(1) Au 31 décembre 2025, 403 M€ du Green Bond de juin 2024 sont investis en fonds de trésorerie dans l'attente de leur allocation à des projets de distribution d'électricité.

Le reporting d'allocation de chaque projet, ainsi que le reporting d'impact pour les Financements Verts de 2013 à 2024 sont disponibles sur le site internet dans la partie Finance durable, ainsi que dans le DEU 2024. Sont présentés dans le DEU 2025 uniquement les reportings afférents aux Financements Verts de l'année 2025.

Reporting pour les Projets Éligibles de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables des Financements Verts 2025

Allocation des projets éoliens et solaires

Financements Verts	Projets Éligibles	Technologie et capacité	Location	Année prévue de mise en service
Green Bond 01/2025 (TAP)	Serra das almas	Éolien - 261 MW	Brésil	2025
	Milagro	Solaire - 183 MW	États-Unis (New Mexico)	2025
	Sainte Rose	Éolien - 8,8 MW	France - La Réunion	2026
Green Bond 05/2025 Refinancement	Gorzyca	Éolien - 24 MW	Pologne	2021
	Parnowo	Éolien - 15 MW	Pologne	2021
	Ustka	Éolien - 29 MW	Pologne	2021
	Roussac	Éolien - 15 MW	France	2021
	Champagne Picardie	Éolien - 73 MW	France	2018
	Les Taillades	Éolien - 27 MW	France	2019
	Pays d'Anglure	Éolien - 22 MW	France	2019
	Montagne Ardeche	Éolien - 16 MW	France	2017
	Luxel	Portefeuille de projets	France	N/A
	Futuren	Portefeuille de projets	France	N/A
NeuMtM 2025 [1]	Châteaudun	Solaire - 113 MW	France	2025
	Serra das almas	Éolien - 261 MW	Brésil	2025

(1) Montant maximum émis en 2025.

Allocation des projets hydrauliques (hors projets de biodiversité)

Projets Éligibles	Nombre d'opérations par catégorie	Capacité concernée (GW)	Montant (M€)
Rénovation et maintenance lourde	879	14,7	671
Modernisation et automatisation	10	0,8	7
Développement d'ouvrages existants	13	3,1	42
TOTAL (HORS DOUBLONS)	**902**	**14,7**	**719**

Reporting d'impact

Ces impacts sont présentés de manière agrégée : les données correspondent à la somme de l'impact de chacun des Projets Éligibles, pondérée de la part du montant d'investissement du projet financée par le Financement Vert considéré.

Financements Verts	Projets Éligibles	Capacité totale des projets financés *(en MW)*	Production attendue *(en TWh/an)*	Émissions de CO_2 évitées attendues *(en Mt/an)*
Green Bond 05/2025	Éolien et solaire	359	0,64	N/A [1]
	Hydraulique	123	0,21	0,003
NeuMtM 2025	Éolien et solaire	70	0 ,09	0,005
	Hydraulique	43	0,07	0,001
Green Bond 01/2025 (TAP)	Éolien et solaire	77	0,31	0,040

(1) S'agissant de refinancement de projet, aucune émission de CO_2 évitée n'est calculée.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- capacité installée à l'issue de la construction du Projet Éligible telle que prévue dans le dossier d'investissement et mise à jour le cas échéant pendant la construction ou la mise en service ;
- prévision de production prise en compte au moment de la décision d'investissement du Projet Éligible ;
- émissions de CO_2 évitées : facteur d'émission moyen du kWh du système électrique estimé sur la base du mix énergétique du système électrique et des facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production. Le facteur d'émission du projet correspond au facteur d'émission ACV de la filière de production du projet. Les mix énergétiques sont ceux publiés par l'*United States Environmental Protection Agency* (EPA eGRID 2023) pour les grands réseaux électriques aux États-Unis, Statistics Canada (2024) pour les réseaux et provinces du Canada, et l'Agence internationale de l'énergie (IEA 2024) pour les autres pays. Les facteurs d'émissions ACV de chaque filière de production correspondent aux valeurs médianes établies par le Groupement d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) et publiées dans son 5e rapport d'évaluation (2014). La méthodologie détaillée est disponible sur le site d'EDF [1]. Il n'existe pas de référentiel unique définissant une méthodologie de calcul des émissions de CO_2 évitées et la production attendue et les émissions de CO_2 évitées sont des données prévisionnelles estimées et non des données réelles.

Projets de biodiversité

Financement Vert	Montant alloué	Catégorie	Type de projet	Nombre de projets considérés	Indicateur	Valeur d'indicateur
Green Bond 05/2025	5,8 M€ projets en 2022 – 2023 financés en *look back*	Projets intégrant les principes « éviter, réduire, compenser » liés à l'atténuation de l'impact des activités du Groupe sur la biodiversité	Mise en conformité des débits réservés	0	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	0
			Continuité écologique (sédiments, poissons, mammifères semi-aquatiques)	4		7
		Restauration et/ou renaturation	Renaturation/restauration dont services écosystémiques	1	Surface concernée (ha)	11
			Déconstruction d'ouvrages	1	Nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet	57

Les opérations à enjeux de continuité écologique consistent essentiellement en la réalisation de « passes à poissons » : dispositifs annexes aux barrages, permettant aux espèces piscicoles de remonter le cours d'eau mais aussi de le redescendre sans dommage. Il s'agit également d'améliorations apportées aux prises d'eau afin de permettre aux poissons de continuer leur parcours dans le lit naturel du cours d'eau sans être emportés vers les turbines (mise en place de grilles fines).

Les deux opérations de renaturation/restauration et de compensation écologique sont liées : il s'agit d'opérations au long cours, faisant suite à la mise en service en 2020 du nouvel aménagement de Gavet (90 MW) en Isère.

La construction de l'aménagement ayant nécessité, après mise en œuvre de toutes les mesures d'évitement, la perturbation ou la destruction de l'habitat d'espèces protégées, EDF a procédé à la renaturation des zones impactées, et met en œuvre en compensation une gestion conservatoire de la biodiversité sur les secteurs de l'île Falcon et du Pont de Gavet, soit une surface de 57 hectares. La gestion de ces zones ainsi que le suivi scientifique du bon déroulement de la renaturation dureront 15 années, jusqu'en 2033.

Les impacts présentés ci-dessus sont établis sur la base des principes méthodologiques suivants :

- **l'indicateur nombre d'espèces faunistiques protégées bénéficiant du projet** est établi sur la base des listes des espèces cibles des ouvrages rattachées à leurs dossiers d'exécution ou des arrêtés de classement des cours d'eau, et de l'analyse des experts naturalistes d'EDF. S'agissant d'opérations concernant principalement les milieux aquatiques, seules les espèces aquatiques et semi-aquatiques sont comptabilisées, bien que ces projets bénéficient généralement à un spectre plus large d'espèces animales et végétales. Si une espèce profite à plusieurs projets, elle n'est comptabilisée qu'une seule fois ;
- **l'indicateur nombre d'espèces ciblées par les partenariats** porte sur les espèces citées nommément dans les conventions partenariales ou dans les rapports d'activités (les familles d'espèces ne sont donc pas comptabilisées). Les partenariats biodiversité couvrent un large panel d'activités, de la sensibilisation à la gestion de foncier ou à la réalisation d'inventaires naturalistes ou de diagnostics d'état écologique ;
- **l'indicateur surface concernée** est mesuré en hectares (ha). Il correspond à la surface des projets portant sur la renaturation ou la restauration de milieux.

(1) Méthodologie de calcul des émissions évitées : https://www.edf.fr/groupe-edf/agir-en-entreprise-responsable/responsabilite-societale-d-entreprise/batir-le-systeme-electrique-de-demain/emissions-evitees

Projets de distribution d'électricité par Enedis

Financement Vert	Indicateurs opérationnels	Sous-catégorie de projet	Indicateur d'impact	Total [2]
Green bond 06/2024	S2 2023	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	3 482
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	3 201
			Nombre d'installations raccordées	120 701
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	1 022
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*422*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	543 000

(1) Ils comptent chacun, en aval, une ou plusieurs bornes de recharge.
(2) Données de la période, non proratisées du montant de Financement Vert alloué.

Financement Vert	Indicateurs opérationnels	Sous-catégorie de projet	Indicateur d'impact	Total [2]
Green bond 06/2024	S1 2024	Infrastructures pour l'électrification des transports (y compris les points de charge)	Nombre de raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicule électrique [1]	7 520
		Raccordements des producteurs d'énergie renouvelable	Capacité installée raccordée au réseau en MW	2 534
			Nombre d'installations raccordées	120 701
		Investissements dans le réseau de distribution raccordé au système européen	Nouvelles lignes installées en kilomètres	780
			dont lignes enfouies dans le cadre du plan aléas climatiques en kilomètres	*180*
		Compteurs intelligents	Nombre de nouveaux compteurs posés	469 500

(1) Ils comptent chacun, en aval, une ou plusieurs bornes de recharge.
(2) Données de la période, non proratisées du montant de Financement Vert alloué.

EDF ne présente pas de reporting sur le volume d'émissions de CO_2 évitées pour les CAPEX de l'activité de réseau financés par des Financements Verts, compte tenu de leur faible quantité.

Projets dans les réacteurs nucléaires existants en France dans le cadre de l'extension de leur durée de vie

EDF a dépensé 5 120 M€ de CAPEX liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes en tant qu'activité durable sur le plan environnemental (alignée avec la taxonomie européenne) en 2025, 4 456 M€ en 2022, 4 992 M€ en 2023 et 4 901 M€ en 2024.

Les tranches prolongées pendant une année donnée produisent à partir de l'année suivante et pour 10 ans. Toutefois, la totalité des CAPEX liés à la production d'électricité d'origine nucléaire dans des installations existantes est nécessaire pour maintenir les tranches en fonctionnement pendant cette période.

Le calcul de la production évitante de chaque année liée à des CAPEX correspondant à des opérations directement associées à la prolongation de durée de fonctionnement des tranches et refinancés par les Financements Verts tiennent compte de tous ces éléments.

Le calcul des émissions évitées est effectué en prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne (France incluse). Les émissions de CO_2 évitées attendues sont les suivantes :

Financement Vert	Émissions de CO_2 évitées attendues *(en Mt/an)*
Green Bond 01/2025	0,37
Green Bond (TAP) 01/2025	0,23
Green Bond 02/2025	0,41
Green Bond 05/2025	0,65
Green Hybrid Bond 10/2025	1,09
Green Bond 10/2025	0,09
Green Bond 11/2025	0,04

Projets dans les nouveaux réacteurs nucléaires au Royaume-Uni et en particulier Hinkley Point C

EDF a dépensé 3 916 M€ de CAPEX liés à la construction du projet Hinkley Point C (2 réacteurs de type EPR) en 2022. Les réacteurs vont produire pendant 60 ans à partir de leur mise en service prévue en 2030 – 2031. Le calcul des émissions évitées est effectué en prenant pour référence l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité européenne (France incluse). Les émissions de CO_2 évitées attendues sont les suivantes :

Financement Vert	Émissions de CO_2 évitées attendues *(en Mt/an)*
Green bond 05/2025	0,74

Attestation de l'un des commissaires aux comptes d'Electricité de France S.A. sur les informations relatives à l'allocation au 31 décembre 2025, des fonds levés en 2024 et en 2025 dans le cadre du Green Financing Framework

Exercice clos le 31 décembre 2025

À l'intention du Président-Directeur Général,

En notre qualité de commissaire aux comptes d'Electricité de France S.A. (« **EDF** » ou l'« **Entité** ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2025, des fonds levés dans le cadre des opérations de financement réalisées par EDF en 2025 et des fonds levés en 2024 non alloués au 31 décembre 2024 (les « **Financements Verts**») et présentées dans le document « Reporting d'allocation et d'impact des fonds levés dans le cadre des Financements Verts d'EDF » (le « **Document** »), joint à la présente attestation.

Les Financements Verts comprennent :

- 1 153 M€ non alloués à des projets de distribution d'électricité au 31 décembre 2024 sur 1250 millions, provenant de l'émission obligataire verte de juin 2024 en 3 tranches pour un montant total de 3 milliards d'euros,
- L'émission obligataire verte de janvier 2025 pour un montant de 500 millions de dollars ;
- Les émissions additionnelles en janvier 2025 de 250 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 5 décembre 2023 et de 130 millions d'euros assimilables aux obligations vertes émises le 17 juin 2024 ;
- L'émission obligataire verte de janvier 2025 en 2 tranches pour un montant de 750 millions de dollars canadiens ;
- L'émission obligataire verte de mai 2025 en 3 tranches pour un montant cumulé de 2 250 millions d'euros ;
- L'émission obligataire verte hybride d'octobre 2025 pour un montant de 1 250 millions d'euros ;
- L'émission obligataire verte en octobre 2025 de 100 millions d'euros ;
- L'émission obligataire verte en novembre 2025 de 50 millions d'euros ;
- Les billets de trésorerie verts émis pour un montant de 240 millions d'euros en 2025.

Ce Document, incluant les informations relatives aux Financements Verts, établi conformément au *Green Financing Framework* de juillet 2022 et d'avril 2025 (le « **Framework** »), est destiné à l'information des détenteurs de Financements Verts. Ce Document fait ressortir les « **Informations** », c'est à dire le montant des fonds levés alloués aux dépenses d'investissements (les « **Fonds Alloués** ») des projets éligibles tels que définis dans le Framework (les « **Projets Éligibles** »), au 31 décembre 2025 ainsi que la part des fonds non alloués au 31 décembre 2025.

Ce document a été établi sous la responsabilité du directeur de la direction financement trésorerie groupe d'EDF. Les méthodes et les critères d'éligibilité utilisés pour déterminer les Fonds Alloués à des Projets Éligibles sont précisés dans le Framework.

Il nous appartient de nous prononcer sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des projets sélectionnés au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework ;
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité d'EDF, au 31 décembre 2025 ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2025 au regard des critères définis dans le Framework ;
- la cohérence du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2025 avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité d'EDF au 31 décembre 2025 ;
- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, du calcul des émissions de CO_2 évitées en lien avec les Projets Éligibles financés en 2025 avec la méthodologie retenue par EDF pour ce calcul.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les critères d'éligibilité définis dans le Framework qui ont donné lieu à une opinion de la part du Second Party Opinion Cicero Shades of Green avant l'émission, et, en particulier, de donner une interprétation des termes du Framework ;
- de nous prononcer sur la gestion des fonds issus des émissions une fois leur allocation effectuée ;
- de nous prononcer sur les indicateurs d'impact communiqués dans le Document sauf sur la conformité du calcul des émissions de CO_2 évitées avec la méthodologie retenue par EDF.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Nos travaux ont consisté à :

- identifier et mener des entretiens auprès des personnes responsables de la collecte des Informations, auprès des directions en charge des processus de collecte des données et, le cas échéant, des personnes responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques ;
- apprécier le caractère approprié des procédures de reporting des données utilisées par l'Entité pour établir les Informations au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible ;
- vérifier l'existence des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'Entité ;
- examiner les processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle des données, et notamment celles relatives aux fonds alloués et non allouées au 31 décembre 2025 et les réconcilier avec les Informations ;
- vérifier le caractère éligible des projets au regard des critères d'éligibilité définis dans le Framework ;
- vérifier la cohérence des montants des Projets Éligibles, avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité de l'Entité au 31 décembre 2025 ;
- vérifier que le montant des fonds alloués aux Projets Éligibles est inférieur ou égal au montant de ces projets au 31 décembre 2025 ;
- vérifier la conformité du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2025, au regard des critères définis dans le Framework ;
- vérifier la cohérence du suivi des fonds non alloués au 31 décembre 2025 avec la comptabilité et les données internes en lien avec la comptabilité de l'Entité au 31 décembre 2025 ;
- vérifier la conformité du calcul des émissions de CO_2 évitées en lien avec les Projets Éligibles financés en 2025 avec la méthodologie retenue par l'Entité pour ce calcul ;

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de ces travaux, à une équipe indépendante et pluridisciplinaire ayant une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles avec les critères d'éligibilité définis dans le Framework ;
- la cohérence du montant des Fonds Alloués aux Projets Éligibles au 31 décembre 2025 avec la comptabilité et les données sous tendant la comptabilité ; et
- la conformité du calcul des émissions de CO_2 évitées en lien avec les Projets Éligibles financés en 2025 avec la méthodologie retenue par l'Entité pour ce calcul.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé au premier paragraphe et ne doit pas être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de commissaire aux comptes d'EDF S.A., notre responsabilité à l'égard de l'Entité est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers, y compris les détenteurs de Financements Verts, étant précisé que nous ne sommes pas partie aux contrats des Financements Verts (incorporant par référence le Framework). Nous ne pourrons être tenus responsables d'aucun dommage, perte, coût ou dépense résultant de l'exécution de ces contrats ou en relation avec ceux-ci.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

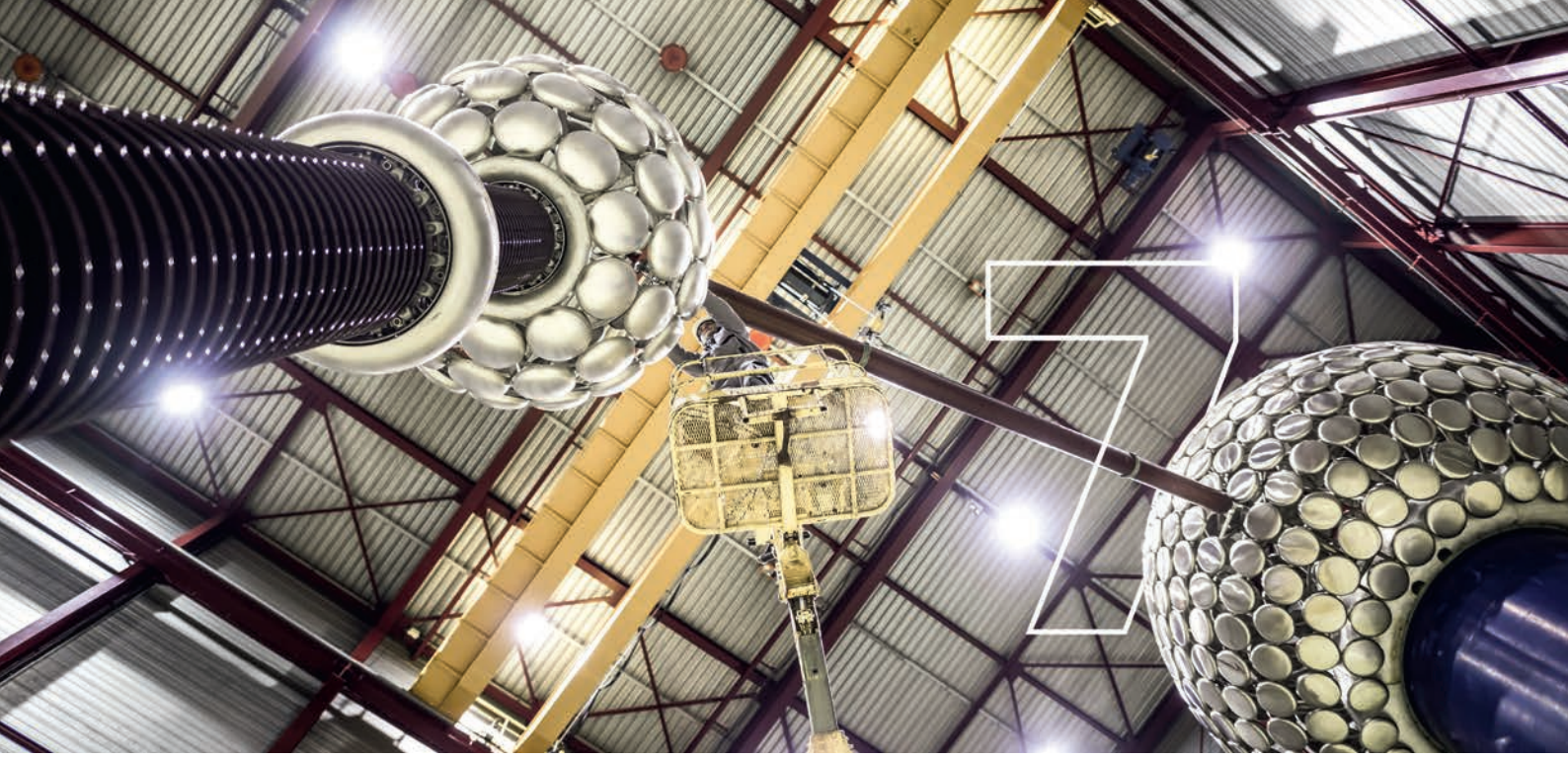
Paris-La Défense, le 26 mars 2026

KPMG S.A.

Quentin Henaux
Associé

Jacques-François Lethu
Associé

Brice Javaux
Expert ESG



7 Informations concernant la Société et son capital

7.1 Informations générales concernant la Société 560

7.1.1 Dénomination sociale, adresse, numéro de téléphone du siège social et site internet 560
7.1.2 Registre du commerce et des sociétés 560
7.1.3 Date de constitution et durée de la Société 560
7.1.4 Forme juridique et législation applicable 560
7.1.5 Litiges 560
7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public 561

7.2 Actes constitutifs et statuts 563

7.2.1 Objet social et raison d'être 563
7.2.2 Exercice social 563
7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices 563
7.2.4 Droits attachés aux actions 563
7.2.5 Cession et transmission des actions 564
7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote 564
7.2.7 Organes d'administration et de direction 564
7.2.8 Assemblées générales 564
7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel 564

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat 564

7.3.1 Montant et évolution du capital social 564
7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions 565
7.3.3 Capital autorisé mais non émis 565
7.3.4 Autres titres donnant accès au capital 565
7.3.5 Titres non représentatifs du capital 566
7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel 566
7.3.7 Nantissement des titres de la Société 566
7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote 567
7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle 567
7.3.10 Relations avec les investisseurs 567

7.4 Opérations avec des apparentés 568

7.4.1 Opérations avec des apparentés 568
7.4.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 568

7.5 Contrats importants 574

7.5.1 Contrats importants conclus en 2025 574
7.5.2 Contrats importants conclus en 2024 574
7.5.3 Contrats importants conclus en 2023 574

7.1 Informations générales concernant la Société

7.1.1 Dénomination sociale, adresse, numéro de téléphone du siège social et site internet

La dénomination de la Société est : « Électricité de France ». La Société peut aussi être légalement désignée par le seul sigle « EDF ».

Le siège social est situé : 22-30, avenue de Wagram - 75008 Paris (France).

Le numéro de téléphone est + 33 (0)1 40 42 22 22.

Le site internet est : www.edf.fr. Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document d'enregistrement universel sauf si elles y sont incorporées par référence.

7.1.2 Registre du commerce et des sociétés

La Société est immatriculée au Registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317. Son code APE est 3511Z.

7.1.3 Date de constitution et durée de la Société

EDF a été constituée, en vertu de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, sous la forme d'un établissement public industriel et commercial (EPIC), avant d'être transformé en société anonyme par la loi du 9 août 2004 et le décret d'application du 17 novembre 2004.

La durée de la Société est de 99 ans à compter du 19 novembre 2004, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 Forme juridique et législation applicable

Depuis le 20 novembre 2004, EDF est une société anonyme à Conseil d'administration régie par les dispositions légales et réglementaires applicables aux sociétés commerciales sous réserve des dispositions spécifiques qui lui sont applicables issues notamment du Code de l'énergie et de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ou par ses statuts.

7.1.5 Litiges

Cette section a pour objet de décrire les principales procédures judiciaires autres que celles visées dans la note 20 « Passifs et actifs éventuels » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 ») ainsi que les évolutions significatives desdites procédures intervenues depuis la date d'approbation des comptes jusqu'à la date de dépôt de ce document.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre procédure administrative, judiciaire ou arbitrale y compris toute procédure dont la Société a connaissance, qui est en suspens ou dont elle est menacée, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et/ou du Groupe que celles visées ci-dessous et celles figurant dans les comptes consolidés clos au 31 décembre 2025.

Enquête CRE/REMIT

Le 14 décembre 2017, la CRE a ouvert une enquête visant à établir si EDF et ses filiales EDF Trading Limited (EDFT) et EDFT Markets Limited se sont livrées, entre le 1er janvier 2017 et le 30 juin 2018 inclus, à des pratiques susceptibles de constituer des manquements aux dispositions du règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). La CRE a informé EDF, par courrier en date du 14 avril 2023, avoir saisi le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Le 3 octobre 2025, EDF et EDFT ont respectivement reçu une notification des griefs. Ces griefs ont été rejetés le 18 mars 2026.

Recours par des ONG et des associations contre les autorisations administratives liées aux moyens de production

Un certain nombre d'autorisations et permis liés aux moyens de production du Groupe (ASNR, décision préfectorale, décret, arrêté...) font l'objet de contentieux le plus souvent portés par des associations environnementales.

Contentieux des 20 TWh additionnels d'électricité mis à disposition des fournisseurs alternatifs à un prix de 46,20 €/MWh pour la période avril-décembre 2022

Le 13 janvier 2022, le Gouvernement a annoncé des mesures exceptionnelles destinées à limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs en 2022 dont la mise à disposition par EDF aux fournisseurs éligibles de 20 TWh complémentaires sur la période allant du 1er avril au 31 décembre 2022 au prix de 46,20 €/MWh.

Les modalités de mise en œuvre de cette mesure ont été précisées par un décret du 11 mars 2022 ainsi que par 4 arrêtés.

Cette mesure générant un préjudice très significatif pour l'entreprise, EDF a adressé à l'État, en mai 2022, un recours gracieux demandant le retrait du décret du 11 mars 2022 et des arrêtés associés. En l'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois, EDF a déposé le 9 août 2022 devant le Conseil d'État un recours pour excès de pouvoir contre le décret et les arrêtés associés. Par une décision rendue le 3 février 2023, le Conseil d'État a rejeté ce recours d'EDF.

En parallèle, EDF a adressé à la Première ministre une demande préalable tendant à l'indemnisation du préjudice résultant de la mise en place du dispositif gouvernemental en cause, évalué à fin juin 2022 à 8,34 milliards d'euros. L'absence de réponse de l'État dans le délai de 2 mois ayant fait naître une décision implicite de rejet, EDF a déposé le 27 octobre 2022 devant le tribunal administratif de Paris un recours indemnitaire afin d'obtenir la réparation intégrale par l'État de ses préjudices au titre du dispositif. Cette procédure indemnitaire est en cours.

Framatome

Une procédure d'arbitrage est en cours entre Framatome SAS et Eskom Holding SOC Limited (Eskom), dans le cadre du contrat de remplacement des générateurs de vapeur des unités 1 et 2 de la centrale de Koeberg en Afrique du Sud. Le litige porte notamment sur les conséquences pour Framatome du décalage du remplacement des générateurs de vapeurs en raison de retards imputables à Eskom. À la demande des parties, le tribunal arbitral a rendu une ordonnance de procédure mettant fin à l'instance le 2 février 2026.

Plaintes Fournisseurs d'EDF

EDF a été informée en avril 2023 de l'ouverture d'une enquête préliminaire par le procureur de la République du tribunal judiciaire d'Avesnes-sur-Helpe concernant les agissements de la société Aciérie et Fonderie de la Haute Sambre (spécialisée dans la fabrication de pièces de fonderie industrielle) et portant notamment sur une suspicion de falsification de données ou d'activités non déclarées dans son usine de Berlaimont (59).

Par ailleurs, à la suite d'une inspection réalisée par l'Autorité de sûreté nucléaire les 8 et 9 février 2024, la société Hachette & Driout a émis un communiqué faisant état de plusieurs irrégularités, identifiées dans le cadre d'audits internes, concernant des pièces fabriquées à destination de l'industrie nucléaire.

Certains prestataires et fournisseurs d'EDF ont fait appel à ces deux sociétés afin de procéder à la fabrication de pièces (composants, équipements ou parties d'équipements) destinées à EDF pour les installations du parc nucléaire existant ou dans le cadre de projets de construction de nouvelles installations.

Dans ce cadre, EDF procède à des analyses afin d'identifier de potentielles irrégularités et d'évaluer les conséquences associées au regard des éléments accessibles.

En parallèle des analyses en cours, EDF a procédé à deux dépôts de plainte le 24 janvier 2024 et le 29 juillet 2024. Dans le cadre d'une procédure de comparution en reconnaissance préalable de culpabilité visant les agissements de la société Aciérie et Fonderie de la Haute Sambre, le tribunal judiciaire d'Avesnes-sur-Helpe a, par une ordonnance du 8 septembre 2025, homologué des peines allant 2 à 6 mois de prison avec sursis pour 7 salariés et 50 000 € d'amende (dont 30 000 € avec sursis) pour la société Aciérie et Fonderie de la Haute Sambre. La constitution de partie civile d'EDF a été jugée recevable. Une audience sur les intérêts civils est prévue le 23 novembre 2026.

Par ailleurs, EDF a demandé à l'ensemble des titulaires de faire preuve d'une vigilance particulière dans le cadre de l'exécution des contrats qu'ils ont conclus.

Arbitrage Venture Global

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

Venture Global n'ayant pas commencé la mise à disposition au profit d'Edison des volumes prévus et ayant choisi de vendre ce gaz à des tiers sur le marché de gros de court terme, Edison a engagé un arbitrage en mai 2023 contre Venture Global.

Le 26 mars 2026, Edison et Venture Global ont annoncé la signature d'un accord commercial pour transiger et mettre fin à l'arbitrage. Dans le cadre de cet accord, il a par ailleurs été convenu que Venture Global procèderait à la livraison de volumes supplémentaires de gaz, en sus de ceux prévus dans le contrat initial [1].

7.1.6 EDF entreprise publique chargée de missions de service public

7.1.6.1 EDF entreprise publique

En tant qu'entreprise détenue intégralement par l'État (voir la section 7.2.9 « Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel »), EDF est soumise aux dispositions de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique et à son décret d'application n° 2014-949 du même jour.

Conformément à la législation applicable à toutes les entreprises dont l'État est l'actionnaire majoritaire, EDF peut être soumise à certaines procédures de contrôle par l'État, notamment au travers d'une mission de contrôle économique et financier, en application du décret n° 55-733 du 26 mai 1955 relatif au contrôle économique et financier de l'État et du décret n° 53-707 du 9 août 1953 relatif au contrôle de l'État sur les entreprises publiques nationales et certains organismes ayant un objet d'ordre économique ou social.

EDF est également soumise aux procédures de contrôle de la Cour des comptes et du Parlement. Ainsi, outre le contrôle exercé par les Commissaires aux comptes, les comptes et la gestion de la Société et, le cas échéant, ceux de ses filiales majoritaires directes relèvent du contrôle de la Cour des comptes conformément aux articles L. 111-4 et L. 133-1 du Code des juridictions financières.

Enfin, la cession d'actions par l'État ou la dilution de la participation de l'État dans le capital d'EDF, est soumise à une procédure particulière en vertu de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 précitée.

En tant qu'acheteur, EDF est soumise aux règles de la commande publique.

7.1.6.2 Service public en France

Définition légale du service public en France

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie définissent les contours du service public de l'électricité.

Missions de service public

Les articles L. 121-1 et suivants du Code de l'énergie précisent que le service public de l'électricité porte sur le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, le développement et l'exploitation des réseaux publics d'électricité et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité, définie à l'article L. 121-3 du Code de l'énergie, se décline dans les objectifs définis dans le cadre de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Fixée par décret, la PPE établit les priorités d'actions des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Elle doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans le budget carbone et la stratégie bas carbone définis par le décret n° 2020-457 du 21 avril 2020.

La PPE définit les objectifs quantitatifs de la programmation et l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisés pour les atteindre. Elle peut être répartie par objectif et par filière industrielle. Si la PPE 2 adoptée en 2020 a été étendue jusqu'en 2028, le décret n° 2026-76 du 12 février 2026 a adopté la PPE 3, applicable sur la période 2026-2035. La PPE 3 présente des objectifs relatifs à la production d'électricité, à la sécurité d'approvisionnement en électricité et à la décarbonation.

La loi relative à l'énergie et au climat adoptée le 8 novembre 2019 a créé une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) qui devra fixer les grands objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC). Ces trois documents formeront la stratégie française pour l'énergie et le climat. La LPEC devait être adoptée en 2024 mais aucun projet de loi n'a été présenté par le Gouvernement.

En application de la loi, EDF a établi un Plan stratégique d'entreprise (PSE) présentant les actions que l'entreprise s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la première période de la PPE.

(1) Voir le communiqué de presse d'Edison du 27 mars 2026 « Venture Global and Edison Announce Calcasieu Pass Arbitration Settlement ».

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité consiste également à garantir l'approvisionnement des zones non interconnectées au territoire métropolitain continental (Corse, départements et collectivités territoriales d'outre-mer et quelques îles bretonnes). La Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon font chacun l'objet d'une PPE qui leur est propre. Les autres zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy, font l'objet d'un volet annexé à la PPE pour la France métropolitaine continentale.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation de cette mission.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, définie à l'article L. 121-4 du Code de l'énergie, consiste à assurer :

- la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, et l'interconnexion avec les pays voisins ;
- le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics désignés par la loi qui sont en charge de cette mission, qu'ils exercent en métropole dans le respect des règles d'indépendance de gestion : RTE pour le transport, Enedis et les entreprises locales de distribution (ELD) pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés

La mission de service public de fourniture d'électricité, définie à l'article L. 121-5 du Code de l'énergie, consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Cette mission incombe légalement à EDF et aux entreprises locales de distribution.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies aux articles L. 337-7 et suivants du Code de l'énergie.

La mission de service public au titre de la fourniture d'électricité peut en outre consister à assurer la fourniture d'électricité de secours, définie aux articles R. 333-17 à R. 333-29 du Code de l'énergie, aux clients raccordés aux réseaux publics et dont le fournisseur est défaillant ou a fait l'objet d'un retrait ou d'une suspension de son autorisation.

Cohésion sociale

L'article L. 121-5 du Code de l'énergie prévoit que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés contribue à la cohésion sociale, notamment au moyen de la péréquation nationale des tarifs.

L'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles interdit aux fournisseurs d'électricité de procéder, pour les résidences principales et pendant la période hivernale (du 1er novembre au 31 mars) à l'interruption de la fourniture d'électricité aux personnes ou familles pour non-paiement des factures, y compris par résiliation de contrat. Les fournisseurs d'électricité peuvent, néanmoins, dans certains cas, procéder à une réduction de puissance, sauf à l'égard de certains clients bénéficiant du « chèque énergie ».

En sa qualité de fournisseur d'électricité, EDF est tenue au maintien de la fourniture d'électricité dans les conditions fixées par cet article et le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau pris pour son application.

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public a été conclu le 24 octobre 2005 entre l'État et EDF en application de l'article L. 121-46 du Code de l'énergie. Ce contrat, qui décline les engagements pris par EDF et par l'État et précise les modalités de compensation financière des engagements de service, demeure en vigueur dans l'attente de la signature d'un nouveau contrat, conformément à ses propres stipulations.

Engagements d'EDF

Les engagements incombant à EDF en matière de service public concernent :

- la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix des tarifs réglementés ;
- la production comprenant la mise en œuvre de la politique énergétique et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- le versement des soutiens publics aux énergies renouvelables par EDF Obligation d'Achat, à travers les contrats d'obligation d'achat et de complément de rémunération concernant l'électricité produite par les installations entrant dans le champ des dispositifs ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE, relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseaux

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseaux Enedis et RTE ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le Tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines dans lesquels les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

7.2 Actes constitutifs et statuts

Dans le présent document d'enregistrement universel, la référence aux statuts correspond aux statuts de la Société tels qu'approuvés par le décret n° 2004-1224 du 17 novembre 2004 pris en application de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières (« la loi du 9 août 2004 ») et modifiés postérieurement.

7.2.1 Objet social et raison d'être

EDF a pour objet, tant en France qu'à l'étranger, et dans le respect des lois mentionnées à l'article 2 de ses statuts :

- d'assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique, de même que d'assurer l'importation et l'exportation de cette énergie ;
- d'assurer les missions de service public qui lui sont imparties par les lois et règlements, en particulier le Code de l'énergie et l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, ainsi que par les traités de concession, et notamment la mission de développement et d'exploitation des réseaux publics d'électricité et les missions de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, de fourniture d'électricité de secours aux producteurs et aux clients visant à pallier des défaillances imprévues, de fournitures d'électricité aux clients éligibles qui ne trouvent aucun fournisseur, en contribuant à assurer le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité par la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie ;
- de développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale ou de service, y compris des activités de recherche et d'ingénierie dans le domaine de l'énergie, destinées à toute catégorie de clientèle ;
- de valoriser l'ensemble des actifs mobiliers et immobiliers qu'elle détient ou utilise ;
- de créer, d'acquérir, de louer, de prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, de prendre à bail, d'installer, d'exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- de prendre, d'acquérir, d'exploiter ou de céder tous procédés et brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- de participer de manière directe ou indirecte à toutes opérations pouvant se rattacher à l'un des objets précités, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt, de fusion, d'association ou de toute autre manière ; et
- plus généralement, de se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières, mobilières ou immobilières se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires ou connexes et encore à tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la Société.

La raison d'être de la Société est telle que suit : « Construire un avenir énergétique neutre en CO_2 conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants ».

7.2.2 Exercice social

Chaque exercice social a une durée de 12 mois commençant le 1er janvier et se terminant le 31 décembre de chaque année.

7.2.3 Répartition statutaire des bénéfices

Le bénéfice distribuable est constitué par le bénéfice net de l'exercice, diminué des pertes antérieures et des différents prélèvements prévus par la loi ou les statuts et augmenté du report bénéficiaire.

L'Assemblée générale peut décider la mise en distribution de sommes prélevées sur les réserves dont elle a la libre disposition en indiquant expressément les postes de réserves sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Après approbation des comptes et constatation de l'existence de sommes distribuables (celles-ci incluant le bénéfice distribuable et éventuellement les sommes prélevées sur les réserves visées ci-dessus), l'Assemblée générale décide, en tout ou partie, de les distribuer aux actionnaires à titre de dividende, de les affecter à des postes de réserves ou de les reporter à nouveau. Le Conseil d'administration a également la faculté de distribuer des acomptes sur dividende avant l'approbation des comptes de l'exercice dans les conditions prévues par la loi.

L'Assemblée générale a la faculté d'accorder aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution ou des acomptes sur dividende, une option entre le paiement en numéraire et le paiement en actions. En outre, l'Assemblée générale peut décider de réaliser le paiement de tout dividende, acompte sur dividende, réserve ou prime mis en distribution, ou de toute réduction de capital, par remise d'actifs de la Société, y compris des titres financiers.

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10 % du dividende versé aux autres actions, y compris dans le cas de paiement du dividende en actions. Le nombre d'actions éligibles à la majoration de 10 % ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé (voir la section 6.5.2 « Politique de distribution, dividende majoré »).

Les modalités de mise en paiement des distributions votées par l'Assemblée générale, ainsi que les dates de jouissance des actions distribuées, sont fixées par elle ou, à défaut, par le Conseil d'administration, dans les conditions légales. Lorsque le montant des distributions, autres qu'en numéraire, auquel a droit l'actionnaire ne correspond pas à un nombre entier d'actions, ce dernier peut recevoir le nombre d'actions immédiatement inférieur complété d'une soulte en espèces ou, si l'Assemblée générale l'a demandé, le nombre d'actions immédiatement supérieur, en versant la différence en numéraire.

7.2.4 Droits attachés aux actions

Chaque action donne droit, dans les bénéfices et l'actif social, à une part proportionnelle à la quotité du capital qu'elle représente. En outre, elle donne droit au vote et à la représentation dans les Assemblées générales, dans les conditions et sous les restrictions législatives, réglementaires et statutaires.

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, EDF n'a émis qu'une seule catégorie d'actions.

La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux statuts et aux décisions de l'Assemblée générale.

Les actionnaires ne supportent les pertes qu'à concurrence de leurs apports.

Les actions sont obligatoirement nominatives. Elles donnent lieu à une inscription à un compte ouvert par la Société au nom de chaque actionnaire dans les conditions et selon les modalités prévues par les dispositions légales et réglementaires applicables.

7.2.5 Cession et transmission des actions

Les actions sont librement négociables sous réserve des dispositions législatives et réglementaires. Elles font l'objet d'une inscription en compte et se transmettent par voie de virement de compte à compte.

7.2.6 Modification des statuts, du capital et des droits de vote

Toute modification des statuts, du capital ou des droits de vote attachés aux titres qui le composent est soumise aux prescriptions légales, les statuts ne prévoyant pas de dispositions spécifiques.

7.2.7 Organes d'administration et de direction

La composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction sont détaillés dans le chapitre 4 « Gouvernement d'entreprise » (voir les sections 4.2 « Composition et fonctionnement du Conseil d'administration » et 4.3 « Direction Générale »).

7.2.8 Assemblées générales

7.2.8.1 Convocations aux assemblées

Les Assemblées générales sont convoquées par le Conseil d'administration ou, à défaut, par les Commissaires aux comptes, ou par toute personne habilitée à cet effet. Elles sont réunies au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

7.2.8.2 Participation aux assemblées et exercice du droit de vote

Les Assemblées générales peuvent avoir lieu par visioconférence ou par des moyens de télécommunication permettant l'identification des actionnaires et dont la nature et les conditions d'application sont déterminées par les articles R. 225-97 à R. 225-99 du Code de commerce. Dans ce cas, sont réputés présents, pour le calcul du quorum et de la majorité, les actionnaires qui participent à l'assemblée par lesdits moyens, dans les conditions légales.

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées générales et peut choisir une des trois modalités suivantes de participation : assister personnellement à l'assemblée, donner pouvoir (procuration) au Président de l'Assemblée générale ou à toute personne physique ou morale de leur choix (article L. 225-106 du Code de commerce) ou voter à distance.

Tout actionnaire peut donner pouvoir à toute personne physique ou morale de son choix en vue d'être représenté à une Assemblée générale. Le mandat et, le cas échéant, sa révocation sont écrits et communiqués à la Société. Le mandat est révocable dans les mêmes formes que celles requises pour la désignation du mandataire, le cas échéant, par voie électronique.

7.2.9 Dispositifs statutaires ou légaux ayant pour effet d'empêcher un changement de son contrôle actuel

En vertu de l'article L. 111-67 du Code de l'énergie et des statuts d'EDF, les modifications du capital social ne peuvent avoir pour effet de réduire la participation de l'État en dessous du seuil légal de 100 %. La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

À l'exception de ce qui précède, aucun autre dispositif ne vise spécifiquement à prévenir ou retarder une prise de contrôle de la Société par un tiers.

7.3 Informations relatives au capital et à l'actionnariat

7.3.1 Montant et évolution du capital social

À la date de dépôt du présent document d'enregistrement universel, le capital social de la Société se décompose de la manière suivante :

Nombre d'actions émises	**4 168 730 082**
Valeur nominale	0,50 euro par action
Nature des actions émises	actions ordinaires
Montant du capital social	2 084 365 041 euros
Actions autodétenues	0

Le capital social émis par la Société a été intégralement libéré. La Société n'a émis, ni autorisé aucune action de préférence.

Les opérations sur le capital au cours des trois derniers exercices ont été les suivantes :

Date de l'opération	Nature de l'opération	Actions créées/ annulées *(en nombre d'actions)*	Montant nominal de l'opération *(en euros)*	Montant du capital après l'opération *(en euros)*	Actions composant le capital après opération *(en nombre d'actions)*
27/02/2023	Augmentation de capital par conversion de 201 OCEANEs Vertes	259	129,50	1 943 859 339,50	3 887 718 679
13/03/2023	Augmentation de capital par conversion de 87 831 655 OCEANEs Vertes	113 215 003	56 607 501,50	2 000 466 841	4 000 933 682
25/05/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANEs Vertes	168 581 407	84 290 703,50	2 084 757 544,50	4 169 515 089
21/06/2023	Augmentation de capital par conversion de 130 784 645 OCEANEs Vertes	103 504	51 752	2 084 809 296,50	4 169 618 593
31/07/2023	Réduction de capital par voie d'annulation d'actions autodétenues	888 511	444 255,50	2 084 365 041	4 168 730 082

7.3.2 Autodétention et programme de rachat d'actions

Néant.

7.3.3 Capital autorisé mais non émis

Néant.

7.3.4 Autres titres donnant accès au capital

Le 8 septembre 2020, EDF a lancé une émission d'obligations vertes senior non garanties à option de conversion et/ou d'échange en actions nouvelles et/ou existantes (OCEANEs Vertes) à échéance le 14 septembre 2024. Les obligations ont fait l'objet d'une offre au public exclusivement auprès d'investisseurs qualifiés, au sens de l'article 2, point e), du règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017, en France et hors de France, selon la procédure dite de construction d'un livre d'ordres, telle que développée par les usages professionnels, à l'exception des États-Unis d'Amérique, de l'Australie et du Japon (telle que visée à l'article L. 411-2, 1° du Code monétaire et financier) pour un montant nominal maximum d'environ 2,4 milliards d'euros et un rendement négatif annuel brut de - 1,68 %.

Le 14 septembre, 219 579 139 OCEANEs Vertes ont été émises sous le code ISIN FR0013534518 avec une valeur nominale de 10,93 euros et un prix d'émission de 11,70 euros soit 107 % de la valeur nominale. Elles ne portent pas d'intérêts. L'État a souscrit 87 831 655 OCEANEs Vertes soit 40 % de l'émission et un montant en nominal de 960 M€.

La Société a décidé qu'en cas d'exercice par les porteurs d'OCEANEs Vertes de l'option de conversion et/ou d'échange desdites OCEANEs Vertes en actions ordinaires de la Société, il sera procédé à la conversion de ces OCEANEs Vertes et à l'émission par la Société de nouvelles actions ordinaires. Le ratio de conversion était à la date de l'émission de 1 OCEANE Verte pour 1 action ordinaire. Il peut faire l'objet d'un ajustement conformément aux termes du contrat d'émission (voir ci-dessous).

Un montant égal au produit net de l'émission sera affecté, directement ou indirectement, au financement et/ou au refinancement, en totalité ou en partie, de projets éligibles nouveaux ou existants, tels que définis dans le *Green Bond Framework* d'EDF. Les projets éligibles existants qui pourront être refinancés par l'intermédiaire de cette émission avec une période rétrospective maximale de trois ans précédant l'année d'émission des obligations, représentent environ 1,5 milliard d'euros, conformément au *Green Bond Framework* d'EDF.

Cette émission pourra également contribuer au renforcement des fonds propres de la Société, en cas d'exercice par les porteurs de leur option de conversion des OCEANEs Vertes se traduisant par l'émission d'actions nouvelles de la Société.

En considérant une émission d'un montant nominal de 2 399 999 989,27 euros représenté par 219 579 139 obligations d'une valeur nominale unitaire de 10,93 euros, sur la base du ratio de conversion initial, la dilution potentielle serait d'environ 7,1 % du capital de la Société si le droit à l'attribution d'actions était exercé pour l'ensemble des obligations et que la Société décidait de remettre uniquement des actions nouvelles en cas d'exercice du droit à l'attribution d'actions [1].

En 2021, en conséquence de la distribution d'un dividende de 0,21 euro par action et conformément aux stipulations du contrat d'émission le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,018 action EDF par OCEANE Verte. Puis, à la suite de la distribution d'un acompte sur le dividende de 0,30 euro par action, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,042 action EDF par OCEANE Verte, à compter du 2 décembre 2021.

En 2022, après l'augmentation de capital du 7 avril 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,087 action EDF par OCEANE Verte. Puis, lors du versement du dividende au titre de l'année 2021, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,124 action EDF par OCEANE Verte à compter du 13 juin 2022. Enfin, en conséquence de l'Offre publique d'achat simplifiée initiée par l'État français le 23 novembre 2022, le ratio de conversion/d'échange a été porté à 1,289 action EDF par OCEANE Verte.

Au 31 décembre 2022, 882 340 OCEANEs Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 24 novembre au 31 décembre 2022, donnant lieu à la création de 1 137 336 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 0,57 M€, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 9,08 M€.

Au 31 décembre 2023, 218 696 799 OCEANEs Vertes ont été converties en actions nouvelles, sur la période comprise du 26 janvier au 13 juin 2023, donnant lieu à la création de 281 900 173 actions. Ces opérations majorent le capital social à hauteur de 140,9 M€, en raison d'une rétribution exclusive en actions nouvelles, et génèrent une prime de conversion d'obligations en actions d'un montant de 2,249 Mds€.

L'intégralité des OCEANEs Vertes a été convertie.

(1) Voir la section 6.8 du DEU 2020 présentant le rapport du Conseil d'administration et des Commissaires aux comptes sur l'émission.

7.3.5 Titres non représentatifs du capital

Emprunts obligataires au 31 décembre 2025

Au 31 décembre 2025, le montant des emprunts obligataires au bilan s'élève à 57 807 M€ (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 17.3.2 « Variations des emprunts et dettes financières »).

Les principaux emprunts obligataires émis par EDF en 2025 figurent à la section 6.3 « Comptes sociaux » note 2.2 « Opérations de financement ».

Les principaux emprunts obligataires du Groupe supérieurs à un équivalent de 650 M€ à la date d'émission (hors *green bonds*), ainsi que l'ensemble des *green bonds*, figurent à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 17.3.3 « Principaux emprunts du Groupe ».

Au 31 décembre 2025, le montant des titres subordonnés à durée indéterminée comptabilisés en capitaux propres s'élève à 10 061 M€. La liste de ces titres subordonnés à durée indéterminée figure à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 », note 13.3 « Titres subordonnés à durée indéterminée ».

Opérations de financement obligataire post-clôture

Le 4 mars 2026, EDF a procédé à l'émission d'obligations senior vertes pour un montant global de 2,75 milliards d'euros, sur quatre tranches :

- une émission d'obligations d'un montant de 500 M€, d'une maturité de 2 ans avec un coupon variable, dont le produit net sera affecté au financement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans les projets d'énergie nucléaire, et plus spécifiquement les réacteurs nucléaires français existants et l'extension de leur durée de vie ;
- une émission d'obligations d'un montant de 750 M€, d'une maturité de 5 ans avec un coupon fixe de 3,000 %, dont le produit net sera affecté au financement des investissements définis dans le *Green Financing Framework* d'EDF et alignés avec la Taxonomie européenne dans les projets d'énergie nucléaire, et plus spécifiquement les réacteurs nucléaires français existants et l'extension de leur durée de vie ;
- une émission d'obligations d'un montant de 1 milliard d'euros, d'une maturité de 12 ans avec un coupon fixe de 4,000 %, dont le produit net sera affecté au financement des investissements liés à la production d'énergie nucléaire au Royaume-Uni telle qu'autorisée par les autorités compétentes du Royaume-Uni (Office for Nuclear Generation), et plus spécifiquement le projet Hinkley Point C ;
- une émission d'obligations d'un montant de 500 M€, d'une maturité de 20 ans avec un coupon fixe de 4,500 % dont le produit net sera affecté au financement des investissements liés à la production d'énergie nucléaire au Royaume-Uni telle qu'autorisée par les autorités compétentes du Royaume-Uni (Office for Nuclear Generation), et plus spécifiquement le projet Hinkley Point C.

Programme *Euro Medium Term Notes* (EMTN)

EDF a mis en place le 18 avril 1996 un programme d'émission de titres de créances sous forme d'*Euro Medium Term Notes* (programme dit « EMTN »). Ce programme a été renouvelé régulièrement depuis cette date.

Sur les deux exercices antérieurs 2024 et 2025

Le 10 septembre 2024, EDF a lancé le rachat pour 498,7 M€ d'une souche d'obligations hybrides libellées en euros d'un montant initial de 1,0 Md€ ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026 et pour 621,3 M£ d'une souche d'obligations hybrides libellées en livres sterling d'un montant initial de 1,25 Md£ ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026.

Le 29 septembre 2025, EDF a lancé le rachat de ces deux souches d'obligations hybrides, visant l'intégralité (any and all) des obligations super-subordonnées à durée indéterminée réparties en :

- une souche d'un montant initial de 1 Md€ ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 22 janvier 2026, dont le montant en circulation s'élève à 501 300 000 euros. Le montant en principal des titres visés toujours en circulation à la suite du règlement de l'offre de rachat s'élève à 282 800 000 euros ;
- une souche d'un montant initial de 1,25 Md£ ayant une première date de remboursement anticipé au gré d'EDF le 29 janvier 2026, dont le montant en circulation s'élève à 628 700 000 livres sterling. Le montant en principal des titres visés toujours en circulation à la suite du règlement de l'offre de rachat s'élève à 159 600 000 livres sterling.

Le 16 décembre 2025, EDF a annoncé exercer son option de remboursement de ces deux souches d'obligations hybrides, qui ont été rachetées respectivement les 22 janvier 2026 et 29 janvier 2026.

Le 29 janvier 2025, EDF a exercé son option de remboursement anticipé des obligations hybrides émises le 29 janvier 2013 pour un montant nominal de 1,250 Md€.

7.3.6 Information sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'un accord conditionnel ou inconditionnel

Les engagements de cession de titres de filiales sont décrits aux notes 3.1 « Évolutions du périmètre de consolidation » et 3.2 « Actifs et passifs détenus en vue de leur vente » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 »).

À l'exception des engagements d'acquisition et de cession de titres et des autres engagements éventuellement décrits au chapitre 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités », EDF n'a conclu aucune promesse d'achat ou de vente permettant d'acquérir ou de céder, selon le cas, tout ou partie du capital de la Société ou de l'une de ses filiales, au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce.

7.3.7 Nantissement des titres de la Société

À la connaissance de la Société, aucune des actions ordinaires composant son capital social ne fait l'objet d'un nantissement.

7.3.8 Répartition du capital et des droits de vote

Durant les trois derniers exercices, la répartition du capital social d'EDF au 31 décembre était la suivante :

	Situation au 31/12/2025		Situation au 31/12/2024		Situation au 31/12/2023	
	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital	Nombre d'actions	% du capital
État	4 168 730 082	100,00	4 168 730 082	100,00	4 168 730 082	100,00
Institutionnels et particuliers	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Actionnariat salarié	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Actions autodétenues	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
TOTAL	**4 168 730 082**	**100**	**4 168 730 082**	**100**	**4 168 730 082**	**100**

Au 31 décembre 2025, l'État français détient 100 % des droits de vote théoriques et exerçables en Assemblée générale.

7.3.9 Accords dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle

À la connaissance d'EDF, il n'existe aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure, entraîner un changement de contrôle de la Société.

En outre, conformément à l'article L. 111-67 du Code de l'énergie, le capital social d'EDF est détenu à 100 % par l'État [1].

7.3.10 Relations avec les investisseurs

L'équipe Relations Investisseurs d'EDF fait partie de la Direction Impact au sein de la Direction Performance Impact Investissements et Finance. Elle établit un dialogue permanent avec le marché financier dans le respect de la réglementation afin qu'il dispose des éléments de valorisation de l'entreprise dans la durée et comprenne sa stratégie, son modèle de développement et son environnement.

Ainsi, le Groupe publie de nombreux supports de communication portant sur sa stratégie, son modèle d'affaire, sa performance financière et extra-financière et ses perspectives, ainsi que les différents évènements qui impactent son activité. De plus, tout au long de l'année, l'équipe Relations Investisseurs échange avec le marché lors de réunions physiques ou virtuelles, de conférences, de *roadshows*, notamment en vue des prochaines émissions obligataires.

Ce dialogue avec le marché financier vise à entretenir une image cohérente et fidèle du groupe EDF auprès des analystes et des investisseurs, afin notamment que ces derniers soient en mesure d'apprécier les performances opérationnelles, financières et extra-financières ainsi que les perspectives d'évolution du Groupe.

En 2025, la publication des résultats financiers du Groupe au pas semestriel a fait l'objet d'une présentation lors d'une conférence de presse par le Président-Directeur Général et d'une conférence téléphonique au cours de laquelle le Directeur Financier a aussi répondu aux questions des investisseurs et des analystes financiers.

(1) La part de la détention par l'État est, le cas échéant, minorée, dans des proportions inférieures à une limite fixée par décret, du capital détenu par les salariés de l'entreprise et par les anciens salariés adhérents du plan d'épargne de groupe de l'entreprise.

7.4 Opérations avec des apparentés

7.4.1 Opérations avec des apparentés

Les informations concernant les opérations conclues par la Société avec des parties liées au sens des normes IFRS au titre de l'exercice 2025 figurent dans la note 22 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2025 (voir la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 »).

Les informations relatives aux conventions et engagements réglementés visés à l'article L. 225-38 du Code de commerce figurent dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes reproduit ci-dessous à la section 7.4.2 « Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées ».

7.4.2 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

(Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025)

A l'assemblée générale de la société

ELECTRICITE DE FRANCE

22 AV DE WAGRAM

75382 PARIS CEDEX 08

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R.225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R.225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée général

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

CONVENTIONS SOUMISES A L'APPROBATION DE L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions autorisées et conclues au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L.225-40 du code de commerce, nous avons été avisés des conventions suivantes conclues au cours de l'exercice écoulé qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

1. Convention tripartite entre l'Etat, le Commissariat à l'Energie Atomique et aux énergies alternative (ci-après, le « CEA ») et EDF portant sur un service d'irradiation de matières à la centrale de Civaux dans le cadre des programmes "Trident" et "Filière"

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF

Nature, objet et modalités : La présente convention du 9 avril 2025 a pour objet de préciser les modalités d'exécution du projet d'irradiation à la centrale de Civaux au travers des programmes « Trident » et « Filière » dont résultent les conventions réglementées afférentes présentées indépendamment ci-après. L'Etat intervient à la convention en tant que donneur d'ordre dans le cadre du projet d'irradiation et donc des Activités EDF au titre de la Convention. Le CEA endosse le rôle de maitre d'ouvrage délégué du projet d'irradiation, EDF étant fournisseur des activités EDF à la demande de l'Etat.

Le programme « Trident » fera l'objet de deux marchés d'application et d'un accord spécifique : préparation et accueil des irradiations expérimentales ; accompagnement de la validation technique de la faisabilité et préparation de l'industrialisation ; fourniture d'un assemblage combustible expérimental et des services techniques associés pour la durée de la phase expérimentale.

Pour le programme « Filière », le marché de préparation et d'accueil des irradiations expérimentales avec le CEA et le marché d'accompagnement de la validation technique de la faisabilité et la préparation de la phase d'industrialisation seront conclus par le Groupement Momentané d'Entreprises (GME) conjoint à conclure entre EDF et FRAMATOME pour la durée desdits marchés.

Votre Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a préalablement autorisé la signature par EDF de cette convention, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure puisqu'elle inclut des principes protégeant les intérêts d'EDF, notamment la couverture intégrale des coûts par le CEA, une obligation de moyens pour EDF, et la prise en charge par l'Etat des éventuels dommages subis par l'entreprise.

2. Programme « Trident » - Marché de préparation et d'accueil des irradiations expérimentales

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : La conclusion par EDF avec le CEA le 20 février 2025 du Marché de préparation et d'accueil des irradiations expérimentales et de série dans le cadre du programme « Trident », a pour objet de définir les prestations techniques visant à préparer l'irradiation d'un crayon expérimental à la centrale de Civaux, pour un coût estimé à 3,5 millions d'euros (1 620 000 euros ont été facturés au CEA par EDF au titre de cette convention en 2025), et pour la durée de la phase expérimentale. Ce Marché est conclu en application de la Convention entre l'Etat, le CEA et EDF relative aux activités d'irradiation de matières par EDF.

Votre Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a préalablement autorisé la signature par EDF de cette convention, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure car elle découle de la convention tripartite susmentionnée.

3. Programme « Trident » - Marché de préparation des irradiations de série

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : le Marché conclu entre EDF et le CEA le 20 novembre 2025 en application de la Convention tripartite entre l'Etat, le CEA et EDF, relative aux activités d'irradiation de matière par EDF. Il a pour objet de confier à EDF des prestations, visant à finaliser les opérations nécessaires à l'irradiation expérimentale et à préparer les irradiations de série de crayons pour un coût estimé à 19 millions d'euros, et pour la durée de la phase expérimentale.

Votre Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a préalablement autorisé la signature par EDF de cette convention, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure car elle découle de la convention tripartite susmentionnée.

4. Programme « Filière » - Marché de préparation et d'accueil des irradiations expérimentales

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF et Monsieur Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 5 mai 2025) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 19 mai 2025).

Nature, objet et modalités : Le Marché conclu le 12 mai 2025 entre le CEA et le Groupement d'Entreprise Momentanée (ci-après, « GME ») en application de la Convention tripartite entre l'Etat, le CEA et EDF, relative aux activités d'irradiation de matière par EDF dans le cadre du programme « Filière ». Ce Marché de préparation et d'accueil des irradiations expérimentales et de série, a pour objet de définir les prestations techniques visant à préparer l'irradiation d'une grappe expérimentale, pour un coût estimé à 9,5 millions d'euros (1 270 377 euros ont été facturés au CEA par EDF au titre de cette convention en 2025), et pour toute la durée de la phase expérimentale. Cette campagne expérimentale participe à la validation du cycle Filière et préfigure la phase de production.

Votre Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a préalablement autorisé la signature par EDF de cette convention, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure car elle découle de la convention tripartite susmentionnée.

5. Accord entre le CEA et EDF concernant le Réacteur Jules Horowitz (ci-après, « RJH »)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : l'avenant conclu en 2025 à l'accord bilatéral réitéré de 2021 entre le CEA et EDF a pour objet la modification des modalités de financement du RJH afin de tenir compte des surcoûts constatés sur le projet, du décalage du calendrier de mise en service et de la nécessité d'assurer la poursuite du programme jusqu'à la phase d'exploitation. La contribution additionnelle d'EDF au projet à verser au CEA s'élève à 85 millions d'euros pour la période 2023-2025.

Votre Conseil d'administration réuni le 18 décembre 2025 a autorisé la signature par EDF de cette convention, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure, le RJH étant identifié comme capable de répondre à une partie importante des besoins EDF en matière de réacteurs expérimentaux d'irradiation.

6. Financement crédit export - Sizewell C Limited : conclusion par EDF de deux lettres d'engagement avec la BPI, respectivement au titre du contrat Nuclear Services Agreement (NSA) et du Design Performance Guarantee Agreement (DPGA) comprenant des garanties à émettre par EDF

6.1 Financement crédit export - Sizewell C Limited : conclusion par EDF d'une lettre d'engagement avec la BPI au titre du contrat Nuclear Services Agreement (NSA)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : la décision du 21 juillet 2025 (Financial Investment Decision pour Sizewell C) inclut la mise en place d'un financement crédit export de 5 Mds d'euros auprès d'un pool bancaire, garanti par BPI France. Sa mise en œuvre requiert la signature, par EDF et ses filiales Arabelle Solutions, Framatome et Edvance, de lettres d'engagement constituant la documentation du crédit export et correspondant aux standards de la BPI. Ces lettres sont une contre-garantie accordée par EDF à la BPI, susceptible d'être mobilisée en cas de condamnation pour corruption, mauvaise exécution des contrats par EDF, interruption ou résiliation de ces contrats, provoquant un défaut au niveau de Sizewell C. Une lettre a été signée par EDF après validation du conseil d'administration pour le contrat d'ingénierie (NSA). Le montant de la garantie pour le contrat NSA s'élève à 1 677 millions d'euros.

Votre Conseil d'administration réuni le 25 septembre 2025 a préalablement autorisé la signature par EDF de cette lettre d'engagement, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de les conclure pour mettre en place le financement crédit export du contrat NSA.

6.2 Financement crédit export - Sizewell C Limited : conclusion par EDF d'une lettre d'engagement avec la BPI au titre du contrat Design Performance Guarantee Agreement (DPGA)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : la décision du 21 juillet 2025 (Financial Investment Decision pour Sizewell C) inclut la mise en place d'un financement crédit export de 5 Mds d'euros auprès d'un pool bancaire, garanti par BPI France. Sa mise en œuvre requiert la signature, par EDF et ses filiales Arabelle Solutions, Framatome et Edvance, de lettres d'engagement constituant la documentation du crédit export et correspondant aux standards de la BPI. Ces lettres sont une contre-garantie accordée par EDF à la BPI, susceptible d'être mobilisée en cas de condamnation pour corruption, mauvaise exécution des contrats par EDF, interruption ou résiliation de ces contrats, provoquant un défaut au niveau de Sizewell C. Une lettre a été signée par EDF après validation du conseil d'administration pour le contrat de propriété intellectuelle (DGPA). Le montant de la garantie pour le contrat NSA s'élève à 270 millions d'euros.

Votre Conseil d'administration réuni le 25 septembre 2025 a préalablement autorisé la signature par EDF de cette lettre d'engagement, considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de les conclure pour mettre en place le financement crédit export du contrat DPGA.

Conventions autorisées au cours de l'exercice et non conclues

En application de l'article L.225-40 du code de commerce, nous avons été avisés des conventions suivantes qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration et qui n'ont pas encore été conclues.

1. Programme « Trident » - Accord sur la fourniture d'un assemblage combustible expérimental et des services techniques associés

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF et Monsieur Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 5 mai 2025) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 19 mai 2025).

Nature, objet et modalités : La présente convention entre EDF, Framatome et le CEA non conclue à la date d'émission de notre rapport a pour objet de préciser la fourniture d'un assemblage combustible expérimental et les services techniques associés, dans le cadre de contrats déjà conclus entre EDF et Framatome, pour la durée de la phase expérimentale.

Votre Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a préalablement autorisé la future conclusion par EDF de cette convention (Messieurs Rémont et Zajdenweber n'ayant pas pris part au vote), considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure car elle découle de la convention tripartite susmentionnée.

2. Programme « Filière » - Création GME entre EDF et Framatome

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF et Monsieur Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 5 mai 2025) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 19 mai 2025) puis Monsieur Bernard Fontana, Président-Directeur Général d'EDF (depuis le 5 mai 2025) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (depuis le 19 mai 2025).

Nature, objet et modalités : la présente convention entre EDF et Framatome non conclue à la date d'émission notre rapport a pour objet de définir les modalités selon lesquelles les Parties collaboreront en vue d'élaborer et de remettre au CEA une Offre pour le programme « Filière » et de négocier le Marché avec le CEA et de l'exécuter

Votre Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a préalablement autorisé la future conclusion par EDF de cette convention (Messieurs Rémont et Zajdenweber n'ayant pas pris part au vote), considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure car elle découle de la convention tripartite susmentionnée.

3. Programme « Filière » - Marché d'accompagnement de la validation technique de la faisabilité et la préparation de l'industrialisation

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF et Monsieur Luc Rémont, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 5 mai 2025) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 19 mai 2025) puis Monsieur Bernard Fontana, Président-Directeur Général d'EDF (depuis le 5 mai 2025) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (depuis le 19 mai 2025).

Nature, objet et modalités : La présente convention entre EDF, Framatome et le CEA non conclue à la date d'émission de notre rapport a pour objet la validation technique de la faisabilité et la préparation de l'industrialisation, pour un coût estimé à 22 millions d'euros.

Votre Conseil d'administration réuni le 20 février 2025 a préalablement autorisé la future conclusion par EDF de cette convention (Messieurs Rémont et Zajdenweber n'ayant pas pris part au vote), considérant qu'il est dans l'intérêt d'EDF de la conclure car elle découle de la convention tripartite susmentionnée.

CONVENTIONS DEJA APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R.225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

1. Protocole transactionnel relatif à l'indemnisation par l'État français de la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'État français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10 % d'EDF.

Nature, objet et modalités : le protocole a pour objet de fixer les chefs de préjudices ainsi que les modalités de calcul de l'indemnisation à recevoir par EDF de l'État au titre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim. La conclusion de ce protocole transactionnel, signé le 27 septembre 2019, a été autorisée par le Conseil d'administration réuni les 4 avril et 20 septembre 2019.

Ce protocole a fait l'objet d'un avenant signé le 25 juillet 2022, comme mentionné au paragraphe 1 de la quatrième partie du présent rapport (Conventions autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs et ne pouvant être approuvées par l'Assemblée générale).

L'indemnisation prend la forme :

- de versements initiaux correspondant à l'anticipation des dépenses exposées après la fermeture de la centrale. À ce titre, EDF a reçu une indemnité de 370 millions d'euros le 14 décembre 2020. Le produit de cette indemnité est reconnu au compte de résultat en subvention d'exploitation au même rythme que les coûts liés à l'anticipation de ces dépenses, soit un montant de 23 millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2025.
- de versements ultérieurs correspondants aux bénéfices manqués qu'auraient apportés les volumes de productions futurs, fixés en référence à la production passée de la centrale de Fessenheim, jusqu'en 2041, calculés ex-post à partir des prix de vente de la production nucléaire, et notamment des prix de marché observés. Ce second chef d'indemnisation n'a pas eu d'effet au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

2. Contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5% du capital de New NP (désormais dénommée Framatome) et autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession par Areva SA de sa participation dans le capital de New NP (désormais dénommée Framatome)

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF et d'Areva SA.

Nature, objet et modalités : EDF a conclu dans le cadre des opérations d'acquisition par EDF de la société New NP les contrats suivants :

- (i) un contrat de cession entre EDF, Areva SA et Areva NP pour l'acquisition de 75,5% du capital d'une société New NP (désormais dénommée Framatome) détenue à 100% par Areva NP, filiale d'Areva SA. Le contrat d'acquisition final portant sur 75,5% du capital de Framatome, a été autorisé par votre Conseil d'administration du 14 décembre 2017 et signé le 22 décembre 2017 ; l'acquisition a été réalisée le 31 décembre 2017, pour un montant de 1.868 millions d'euros hors frais d'acquisition ;
- (ii) d'autres contrats signés par EDF dans le cadre de la cession précitée, préalablement autorisés par votre Conseil d'administration lors de ses séances des 23 juin 2017 et 14 décembre 2017, à savoir :
  - le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 19,5% des titres Framatome par MHI auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF ;
  - le contrat final de cession signé par EDF le 14 décembre 2017 relatif à l'acquisition de 5% des titres Framatome par Assystem auprès d'Areva SA et d'Areva NP, dans des conditions financières similaires à celles prévues par EDF.

Comme mentionné dans le rapport spécial des commissaires aux comptes en date du 13 mars 2023 à destination de l'Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2022, EDF a reversé en 2022 34 millions d'euros à Framatome et 13 millions d'euros aux sociétés MHI et Assystem à proportion de leur participation dans le capital de Framatome, soit un montant respectivement de 10 millions d'euros et 3 millions d'euros. En 2025, aucun versement impactant la trésorerie d'EDF n'a été réalisé.

3. Cession d'une action de préférence de catégorie B de la Société GEAST par l'Etat français à EDF

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire unique de EDF.

Nature, objet et modalités : le contrat de cession a pour objet la cession d'une action de préférence de catégorie B de la société GEAST par l'Etat français au profit d'EDF pour un prix total de un euro.

Cette cession intervient à la suite de la réalisation de l'acquisition par EDF des activités nucléaire « Steam Power » de GE Vernova le 31 mai 2024 (l'« Acquisition »). La cession de cette action, en date du 2 juillet 2024, était subordonnée à l'obtention d'un arrêté du Ministre chargé de l'économie et des finances autorisant l'Acquisition.

En application de la loi, nous vous signalons que le conseil d'administration n'a pas procédé à l'examen annuel des conventions conclues et autorisées au cours d'exercices antérieurs dont l'exécution a été poursuivie au cours du dernier exercice, prévu par l'article L.225-40-1 du code de commerce.

CONVENTIONS AUTORISEES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTERIEURS ET NON APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans notre rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2024 et qui n'ont pas été approuvées par l'assemblée générale statuant sur les comptes des exercices antérieurs.

1. Pacte d'actionnaires entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, concernant la société Coentreprise de Transport d'Electricité - CTE, maison-mère de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF SA, et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités : l'accord, signé le 14 décembre 2016 et mis en oeuvre le 31 mars 2017 entre EDF, d'une part, et la Caisse des Dépôts et Consignation et CNP Assurances, d'autre part, a permis l'acquisition par ces dernières d'une participation indirecte de 49,9% dans le capital de RTE, par l'intermédiaire de la société CTE, ainsi que la mise en place des modalités d'un partenariat de long terme pour favoriser le développement de RTE, notamment par la conclusion d'un pacte d'actionnaires.

Ce pacte d'actionnaires a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2025.

2. Convention conclue entre l'Etat français, EDF, la Caisse des Dépôts, CNP Assurances et la société CTE relative à la gouvernance de CTE et de RTE

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF, partie prenante à l'accord et ayant un représentant au Conseil d'administration de CNP Assurances.

Nature, objet et modalités : cette convention conclue entre EDF, la Caisse des Dépôts et CNP Assurances, CTE et l'Etat français, a notamment pour objet de formaliser l'engagement de l'Etat de limiter à deux le nombre de ses représentants au Conseil de surveillance de RTE.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2025.

En application de la loi, nous vous signalons que le conseil d'administration n'a pas procédé à l'examen annuel de ces conventions, prévu par l'article L.225-40-1 du code de commerce.

CONVENTIONS AUTORISEES ET CONCLUES AU COURS DES EXERCICES ANTERIEURS ET NE POUVANT ETRE APPROUVEES PAR L'ASSEMBLEE GENERALE

Nous portons à votre connaissance les conventions suivantes, autorisées et conclues au cours des exercices antérieurs, qui figuraient dans le rapport spécial sur les conventions réglementées relatif à l'exercice 2022 et qui n'ont pas pu être approuvées juridiquement par l'Assemblée générale statuant sur les comptes de l'exercice 2022, l'Etat Français étant l'actionnaire unique de la société.

1. Avenant au protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'Etat français du fait de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim

Personnes concernées : l'Etat français, représenté au Conseil d'administration par Monsieur Martin Vial (au moment de l'autorisation par le Conseil d'administration), puis à compter du 23 septembre 2022, par Monsieur Alexis Zajdenweber, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF.

Nature, objet et modalités : comme mentionné au paragraphe 1 de la deuxième partie du présent rapport (Conventions déjà approuvées par l'Assemblée générale), un protocole transactionnel relatif à l'indemnisation d'EDF par l'Etat français dans le cadre de la fermeture anticipée de la centrale nucléaire de Fessenheim (le « Protocole Transactionnel ») a été signé le 27 septembre 2019.

A la demande des services de l'Etat français, il a été décidé d'apporter par voie d'avenant, signé le 25 juillet 2022, certaines modifications du Protocole Transactionnel visant à préciser les modalités pratiques de son application, afin notamment d'assurer une meilleure prévisibilité budgétaire pour l'Etat français, et sans remettre en cause les principes et l'équilibre définis par le Protocole Transactionnel.

Votre Conseil d'administration réuni le 15 décembre 2021 a préalablement autorisé la conclusion de cet avenant au Protocole Transactionnel, considérant qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure ledit avenant puisque les modifications apportées au Protocole Transactionnel ont été négociées par EDF au mieux de ses intérêts et ne remettaient pas en cause les stipulations déjà arrêtées dans le Protocole.

Cette convention a continué à produire ses effets au cours de l'exercice 2025.

2. Conventions conclues par EDF dans le cadre du projet d'acquisition des activités nucléaires « *Steam Power* » de General Electric

Le 10 février 2022, EDF et General Electric Company (GE) ont signé un accord d'exclusivité (MOU) concernant le projet d'acquisition par EDF des activités nucléaires (hors activités de service menées en Amérique) « Steam Power » de GE (« GE Steam Power »).

Votre Conseil d'administration réuni le 3 novembre 2022 a préalablement autorisé la conclusion des conventions suivantes, dans le cadre de la signature par EDF du contrat d'acquisition portant sur les activités GE Steam Power qui est intervenue le 4 novembre 2022 (le « Contrat d'Acquisition »).

Ces conventions ont continué à produire leurs effets au cours de l'exercice 2025.

2.1 Adhésion par EDF au protocole signé entre General Electric Company et l'Etat français le 10 février 2022

Personnes concernées : l'Etat français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF.

Nature, objet et modalités : concomitamment à la signature du MOU mentionné ci-dessus, GE et l'Etat français ont signé, le 10 février 2022, un protocole (le« Protocole») dont l'objet est de prévoir (i) la résiliation, comme décrit ci-après aux paragraphes 2.2, 2.3 et 2.4 du présent rapport, des deux contrats-cadres et des accords de licence y afférents, conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom et (ii) des engagements de l'Etat français en sa qualité d'actionnaire de la société GEAST dans le cadre de l'acquisition par EDF des activités nucléaires de GE Steam Power.

Simultanément à la signature du Contrat d'Acquisition et conformément aux dispositions de ce dernier, EDF a adhéré au Protocole en le signant le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, et l'Etat français, sans charge financière pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF d'adhérer au Protocole car son adhésion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition.

2.2 Convention de résiliation du contrat-cadre de pérennité du parc nucléaire existant, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français, représenté à compter du 23 septembre 2022 par Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF.

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements de fourniture de services au parc nucléaire existant du groupe EDF afin de garantir la pérennité du parc nucléaire en exploitation, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'Etat français et GEAST, est sans charge pour EDF.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.3 Convention de résiliation du contrat-cadre sur les nouveaux projets nucléaires, conclu lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation du contrat-cadre qui avait été conclu entre EDF, Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017), GE, Alstom SA et l'État français le 4 novembre 2014 et qui portait sur des engagements relatifs à des remises d'offres basées sur la technologie Arabelle pour les nouveaux projets nucléaires, dans le cadre de l'acquisition en 2014 par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom.

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Company, l'Etat français, Framatome et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, le contrat cadre appelé à être résilié lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

2.4 Convention de résiliation des accords de licence conclus lors de l'acquisition par General Electric de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom

Personnes concernées : l'Etat français représenté Monsieur Alexis Zajdenweber au Conseil d'administration, actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% d'EDF et actionnaire à 100 % de la société SPVPI, et Monsieur Jean-Bernard Lévy, Président-Directeur Général d'EDF (jusqu'au 23 novembre 2022) et Président du Conseil de surveillance de Framatome (jusqu'au 25 novembre 2022).

Nature, objet et modalités : la convention de résiliation a pour objet la résiliation des contrats de licence suivants, associés aux contrats cadres conclus en 2014 lors de l'acquisition par GE de la totalité des activités Power & Grid d'Alstom :

- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour le parc existant EDF, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA et EDF, et
- contrat de licence des droits de propriété intellectuelle SPV pour les nouveaux projets nucléaires, conclu entre Alstom Technologie AG, SOGEPA, GE, Alstom SA, EDF et Areva NP (Framatome étant venue aux droits d'Areva NP en 2017).

Cette convention de résiliation, qui a été signée par EDF le 4 novembre 2022 avec General Electric Technology GmbH, General Electric Company, Framatome, SPVPI et GEAST, est sans charge pour EDF, ainsi que pour Framatome.

Votre Conseil d'administration a considéré qu'il était dans l'intérêt d'EDF de conclure la convention de résiliation car sa conclusion était liée à la signature par EDF du Contrat d'Acquisition, les contrats de licence appelés à être résiliés lors de la réalisation de cette acquisition devenant alors sans objet.

Fait à Neuilly-Sur-Seine et Paris La-Défense, le 30 mars 2026

Les commissaires aux comptes

PricewaterhouseCoopers Audit		**KPMG SA**	
Cédric Haaser	Séverine Scheer	Marie Guillemot	Jacques-François Lethu

7.5 Contrats importants

Outre les conventions réglementées figurant dans le rapport spécial des Commissaires aux comptes, les contrats éventuellement décrits dans les chapitres 1 « Le Groupe, sa stratégie et ses activités » et 5 « Performance financière et perspectives » ainsi qu'à la section 6.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2025 » du présent document d'enregistrement universel, les contrats importants du Groupe, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, conclus au cours des trois derniers exercices sociaux sont les suivants :

7.5.1 Contrats importants conclus en 2025

Les contrats importants conclus en 2025, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 100 % du capital d'Edison Stoccaggio S.p.A détentrice d'actifs de stockage et de gaz par Edison à Snam S.p.A (3 mars 2025) ;
- contrat d'acquisition de 70 % du capital de Segault SAS et Velan SAS par Framatome en partenariat avec TechnicAtome (31 mars 2025) ;
- contrat de cession de 50 % du capital de la société Elpedison B.V. exploitant deux centrales au gaz naturel à Thisvi et Thessalonique, en Grèce, d'une capacité totale de 820 MW par Edison à Helleniq Energy Holdings S.A (11 avril 2025).

7.5.2 Contrats importants conclus en 2024

Les contrats importants conclus en 2024, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat d'acquisition d'une participation minoritaire de 5 % dans le capital de Framatome auprès d'Assystem (25 janvier 2024) ;
- contrat d'acquisition des activités de GE Steam Power portant sur l'îlot conventionnel des centrales nucléaires (à l'exception des activités de services sur le continent américain) par EDF exécuté à la suite de l'accord définitif signé le 4 novembre 2022 et de la levée de l'ensemble des conditions suspensives (31 mai 2024) ;
- contrat d'acquisition de 100 % du capital d'Allentis par Framatome (4 novembre 2024).

7.5.3 Contrats importants conclus en 2023

Les contrats importants conclus en 2023, autres que ceux conclus dans le cadre normal des affaires, auxquels le Groupe est partie, sont les suivants :

- contrat de cession de 49 % du capital de trois sociétés de projets opérant des parcs éoliens en France (puissance installée de 160 MW) par EDF Renouvelables France à la société espagnole PonteGadea Inversiones SL (27 décembre 2023) ;
- contrat d'acquisition d'une participation majoritaire dans le capital de la société Jeumont Electric par Framatome et d'une participation minoritaire par Naval Group, représentant 100 % du capital et des droits de vote, auprès d'Altawest (6 octobre 2023).



Informations complémentaires

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation 576
8.1.1 Responsable du document d'enregistrement universel 576
8.1.2 Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2025 contenant le rapport financier annuel 576

8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes 576

8.3 Documents accessibles au public - LEI 576

8.4 Tables de concordance 577
8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I et II du règlement (CE) n° 2019/980 577
8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion 580
8.4.3 Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise 581
8.4.4 Table de concordance avec le rapport financier annuel 582

8.5 Glossaire 583

8.1 Personne responsable du document d'enregistrement universel et attestation

8.1.1 *Responsable du document d'enregistrement universel*

Bernard Fontana, Président-Directeur Général d'EDF.

8.1.2 *Attestation du responsable du document d'enregistrement universel 2025 contenant le rapport financier annuel*

J'atteste que les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes annuels et les comptes consolidés sont établis conformément au corps de normes comptables applicable et donnent une image fidèle et honnête des éléments d'actif et de passif, de la situation financière et des profits ou pertes de l'émetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion inclus dans ce document présente un tableau fidèle de l'évolution des résultats de l'entreprise et de la situation financière de l'émetteur et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels ils sont confrontés et qu'il a été établi conformément aux normes d'information en matière de durabilité applicables.

Bernard Fontana,

Président-Directeur Général d'EDF

8.2 Responsables du contrôle des comptes - Commissaires aux comptes

KPMG SA

Tour EQHO, 2, avenue Gambetta, CS 60055, 92066 Paris-La Défense Cedex, représentée par Marie Guillemot et Jacques-François Lethu.

PricewaterhouseCoopers Audit

63, rue de Villiers, 92200 Neuilly-sur-Seine, représentée par Séverine Scheer et Cédric Haaser.

KPMG SA, Commissaire aux comptes titulaire, a été renouvelée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

PriceWaterhouse Coopers Audit SAS, Commissaire aux comptes titulaire, a été nommée par l'Assemblée générale ordinaire du 28 juin 2023 pour une période de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée générale ordinaire statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2028.

Les Commissaires aux comptes, ci-avant désignés, ont en conséquence certifié les comptes reproduits dans le présent document d'enregistrement universel.

8.3 Documents accessibles au public - LEI

Les communiqués de la Société, les documents de référence annuels comprenant notamment les informations financières historiques de la Société déposées auprès de l'AMF ainsi que leurs actualisations sont consultables sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : www.edf.fr. Une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 22-30, avenue de Wagram, 75382 Paris Cedex 08.

Le numéro LEI d'EDF est le 549300X3UK4GG3FNMO06.

L'information réglementée diffusée par la Société en application des dispositions des articles 221-1 et suivants du règlement général de l'AMF est disponible sur le site internet de la Société [1].

La Société a mis en place une période d'embargo de 15 jours calendaires avant l'annonce des résultats annuels et semestriels (quiet period) pendant laquelle aucune information nouvelle sur la marche des affaires et les résultats d'EDF ne doit être délivrée aux analystes financiers et aux investisseurs, afin de ne pas courir le risque de communiquer des informations financières parcellaires pouvant conduire leurs destinataires à anticiper les résultats d'EDF avant leur publication.

En application de l'article 19 du règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil du 14 juin 2017, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document :

- les principales rubriques prévues par les Annexes 1 et 2 du règlement délégué (UE) 2019/980 du 14 mars 2019 ;
- les informations qui constituent le rapport financier annuel prévu par les articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF ;
- les informations qui constituent le rapport de gestion du Conseil d'administration prévu par le Code de commerce incluant notamment l'état de durabilité et le rapport sur le gouvernement d'entreprise ;
- le document d'enregistrement universel 2024 du groupe EDF (DEU 2024) déposé auprès de l'AMF le 27 mars 2025 référence D.25-0183 ;
- le document d'enregistrement universel 2023 du groupe EDF (DEU 2023) déposé auprès de l'AMF le 4 avril 2024 référence D.24-0238 ;

(1) www.edf.fr.

- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2024 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 du DEU 2024 ;
- les comptes consolidés du groupe EDF relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2023 (établis selon les normes comptables internationales) et le rapport des contrôleurs légaux y afférent figurant au chapitre 6 du DEU 2023 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, figurant au chapitre 5 du DEU 2024 ;
- l'examen de la situation financière et du résultat du groupe EDF pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, figurant au chapitre 5 du DEU 2023.

8.4 Tables de concordance

8.4.1 Table de concordance avec l'annexe I et II du règlement (CE) n° 2019/980

La table de correspondance ci-après permet d'identifier les informations requises par les annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 conformément au schéma du présent Document d'enregistrement universel :

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes du DEU
1. Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente	
1.1. Identité des personnes responsables	8.1.1
1.2. Déclaration des personnes responsables	8.1.2
1.3. Nom, adresse professionnelle, qualifications et intérêts potentiels des personnes intervenant en qualité d'experts	n/a
1.4. Attestation relative aux informations provenant d'un tiers	n/a
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente	Page 3
2. Contrôleurs légaux des comptes	
2.1. Identité des contrôleurs légaux	8.2
2.2. Changements antérieurs	n/a
3. Facteurs de risques	**Chapitre 2**
4. Informations concernant l'émetteur	
4.1. Raison sociale et nom commercial de l'émetteur	7.1.1
4.2. Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2 et 8.3
4.3. Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	7.1.3
4.4. Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine dans lequel il est constitué, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	7.1.1 et 7.1.4
5. Aperçu des activités	
5.1. Principales activités	
5.1.1. Nature des opérations	1.4
5.1.2. Nouveaux produits et services importants	n/a
5.2. Principaux marchés	1.4
5.3. Événements importants dans le développement des activités	1.4, 5.1.1 et 5.1.2
5.4. Stratégie et objectifs	1.3
5.5. Dépendance de l'émetteur à l'égard des brevets, licences, contrats et procédés de fabrication	1.5
5.6. Déclaration sur la position concurrentielle	2.1.1
5.7. Investissements	
5.7.1. Investissements importants réalisés	1.1, 5.1.3.1. et 6.1 (note 9.6)
5.7.2. Principaux investissements en cours ou que compte réaliser l'émetteur à l'avenir et pour lesquels ses organes de direction ont déjà pris des engagements fermes et méthodes de financement	6.1 (note 9.3)
5.7.3. Coentreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.1 (note 11)
5.7.4. Questions environnementales	Chapitre 3
6. Structure organisationnelle	
6.1. Description sommaire du Groupe	1.2.1 et 1.2.2
6.2. Liste des filiales importantes	1.2.1

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes du DEU
7. Examen de la situation financière et du résultat	
7.1. Situation financière	
7.1.1. Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	Chapitres 3, 5, 6
7.1.2. Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3 et 1.5
7.2. Résultats d'exploitation	
7.2.1. Facteurs importants, évènements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	1.2.3, 5.1.1, 5.1.3 et 5.1.4
7.2.2. Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	5.1.3
8. Trésorerie et capitaux	
8.1. Information sur les capitaux	7.3 et 6.1 (note 13)
8.2. Flux de trésorerie	6.1 (notes 9.4, 9.6 et 12.1)
8.3. Besoins de financement et structure de financement	6.1 (note 17.3)
8.4. Restrictions à l'utilisation des capitaux	n/a
8.5. Sources de financement attendues	n/a
9. Environnement réglementaire	
9.1. Description de l'environnement réglementaire et toute mesure ou facteur de nature administrative, économique, budgétaire, monétaire ou politique	1.4
10. Informations sur les tendances	
10.1. Description des principales tendances et de tout changement significatif de performance financière du Groupe depuis la fin du dernier exercice	5.1.1 et 5.1.2
10.2. Événement susceptible d'influer sensiblement sur les perspectives	5.4
11. Prévisions ou estimations du bénéfice	
11.1. Prévisions ou estimations de bénéfice publiées	n/a
11.2. Déclaration énonçant les principales hypothèses de prévision	n/a
11.3. Déclaration de comparabilité avec les informations financières historiques et de conformité aux méthodes comptables	n/a
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale	
12.1. Informations concernant les membres	
Nom, adresse professionnelle et fonction	4.2.1 et 4.3.1
Nature de tout lien familial existant	4.4
Expertise et expérience	4.2.1 et 4.3.2
Déclaration de non-condamnation	4.4.2
12.2. Conflits d'intérêts	4.4.1
13. Rémunération et avantages	
13.1. Rémunération versée et avantages en nature	4.5
13.2. Provisions pour pensions et retraites	4.5
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction	
14.1. Date d'expiration des mandats	4.2.1 et 4.2.2.1
14.2. Contrats de service liant les membres des organes d'administration, de direction ou de surveillance à l'émetteur	4.4.3
14.3. Informations sur les Comités d'audit et le Comité de rémunération	4.2.3
14.4. Déclaration de conformité et de non-conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1
14.5. Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2
15. Salariés	
15.1. Nombre de salariés	3.3.2
15.2. Participations et stock-options	n/a
15.3. Accord prévoyant une participation des salariés dans le capital	n/a
16. Principaux actionnaires	
16.1. Actionnaires détenant plus de 5 % du capital à la date du document d'enregistrement	7.3.8
16.2. Existence de droits de vote différents	7.2.4
16.3. Contrôle direct ou indirect	7.3
16.4. Accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle	7.3.9

Annexes 1 et 2 du règlement délégué (CE) n° 2019/980 du 14 mars 2019	Paragraphes du DEU
17. Transactions avec des parties liées	
17.1 Détail des transactions	7.4
18. Informations financières concernant l'actif et le passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur	
18.1. Informations financières historiques	
18.1.1. Informations financières historiques auditées pour les trois derniers exercices et le rapport d'audit	6.1
18.1.2. Changement de date de référence comptable	n/a
18.1.3. Normes comptables	6.1
18.1.4. Changement de référentiel comptable	n/a
18.1.5. Informations financières en normes comptables françaises	6.3
18.1.6. États financiers consolidés	6.1
18.1.7. Date des dernières informations financières	31 décembre 2025
18.2. Informations financières intermédiaires et autres	
18.2.1. Informations financières trimestrielles ou semestrielles	n/a
18.3. Audit des informations financières annuelles historiques	
18.3.1. Audit indépendant des informations financières annuelles historiques	6.2 et 6.4
18.3.2. Autres informations auditées	n/a
18.3.3. Sources et raisons pour lesquelles des informations n'ont pas été auditées	n/a
18.4. Informations financières *pro forma*	n/a
18.5. Politique en matière de dividendes	6.5
18.5.1. Description de la politique de distribution de dividendes et de toute restriction applicable	6.5
18.5.2. Montant du dividende par action	6.5.1
18.6. Procédures administratives, judiciaires et d'arbitrage	
18.6.1. Procédure ayant un effet potentiel sur la situation financière du Groupe	2.2, 6.1 (note 20) et 7.1.5
18.7. Changement significatif de la situation financière	6.6.2
19. Informations supplémentaires	
19.1. Capital social	
19.1.1. Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	7.3.1, et 7.3.3
19.1.2. Informations relatives aux titres non représentatifs du capital	7.3.5
19.1.3. Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	7.3.1 et 7.3.2
19.1.4. Informations relatives aux valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	7.3.4
19.1.5. Informations sur les conditions régissant tout droit d'acquisition et/ou toute obligation attaché(e) au capital souscrit, mais non libéré, ou sur toute entreprise visant à augmenter le capital	7.2.4, 7.2.5 et 7.3.3
19.1.6. Informations sur le capital de tout membre du Groupe faisant l'objet d'une option ou d'un accord conditionnel ou inconditionnel prévoyant de le placer sous option et le détail de ces options	7.3.6
19.1.7. Historique du capital social	7.3.1
19.2. Acte constitutif et statut	
19.2.1. Registre et objet social	7.1.2 et 7.2.1
19.2.2. Droits, privilèges et restrictions attachés à chaque catégorie d'actions	7.2.4
19.2.3. Disposition ayant pour effet de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	7.2.9
20. Contrats importants	**7.5**
21. Documents disponibles	**8.3**

8.4.2 Table de concordance avec le rapport de gestion

Le présent document d'enregistrement universel inclut les éléments du rapport de gestion relatif à l'exercice 2025 du Conseil d'administration prévus par les articles L. 232-1 II et L. 22-10-35 du Code de commerce. Le rapport de gestion est constitué des sections du présent document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Élément requis	Texte de référence	Paragraphes du DEU
1. Situation et activité du Groupe		
1.1. Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	L. 232-1 I et II, L. 233-6 et L. 233-26 du Code de commerce	Chapitre 5
1.2. Indicateurs clés de performance de nature financière	L. 232-1, II, 4°, du Code de commerce	1.1 et 5
1.3. Indicateurs clés de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	L. 232-1, II, 4° du Code de commerce	Chapitre 3
1.4. Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	L. 232-1, II, 1° et L. 233-26 du Code de commerce	5.2 et 5.3
1.5. Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées générales et modifications intervenues au cours de l'exercice	L. 233-13 du Code de commerce	7.3.8
1.6. Succursales existantes	L. 232-1, II, 3° du Code de commerce	6.6.5
1.7. Prises de participation significatives dans les sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	L. 233-6 al. 1 du Code de commerce	1.2.1 et 6.1 (note 3)
1.8. Aliénations des participations croisées	L. 233-29, L. 233-30 et R. 233-19 du Code de commerce	n/a
1.9. Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	5.1.4
1.10. Activités en matière de recherche et de développement	L. 232-1, II et L. 233-26 du Code de commerce	1.5
1.11. Tableau faisant apparaître les résultats de la société au cours de chacun des cinq derniers exercices	R. 225-102 du Code de commerce	6.6.1
1.12. Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	L. 441-14 et D. 441-6 du Code de commerce	6.6.3
1.13. Montant des prêts interentreprises consentis	L. 511-6, 3 bis et R. 511-2-1-3 du Code monétaire et financier	6.6.4
1.14. Incidences des activités de la société quant à la lutte contre l'évasion fiscale	L. 22-10-35, 1° du Code de commerce	3.2.7
1.15. Actions visant à promouvoir le lien entre la Nation et ses forces armées et à soutenir l'engagement dans les réserves de la garde nationale	L. 22-10-35, 2° du Code de commerce	3.3.2.1.7
1.16. Actions visant à promouvoir l'engagement des citoyens dans la démocratie locale	L. 22-10-35, 3° du Code de commerce	3.3.2.1.8
2. Contrôle interne et gestion des risques		
2.1. Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	L. 232-1, II, 5° du Code de commerce	2.2
2.2. Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	L. 22-10-10 7° du Code de commerce	2.1
2.3. Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	L. 232-1, II, 6° du Code de commerce	2.1
2.4. Dispositions anti-corruption	Loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite « Sapin II »	3.4.4
2.5. Plan de vigilance et compte-rendu de sa mise en œuvre effective	L. 225-102-4 du Code de commerce	3.6
3. Rapport sur le Gouvernement d'entreprise	**Voir la table de concordance 8.4.3**	

Élément requis	Texte de référence	Paragraphes du DEU
4. Actionnariat et capital		
4.1. Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	L. 233-13 du Code de commerce	7.3
4.2. Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	L. 225-211 du Code de commerce	7.3.2
4.3. État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	L. 225-102, al. 1 du Code de commerce	7.3.8
4.4. Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	n/a
4.5. Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	L. 621-18-2 du Code monétaire et financier	n/a
4.6. Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	243 *bis* du Code général des impôts	6.5.1
5. Informations en matière de durabilité		**Chapitre 3**
5.1. État de durabilité	L. 232-6-3 du Code de commerce	3.1 à 3.5.1
5.2. Rapport de certification des informations en matière de durabilité	L. 451-1-2 du Code monétaire et financier	3.5.2
6. Autres informations		
6.1. Informations fiscales complémentaires	223 *quater* et 223 *quinquies* du Code général des impôts	n/a
6.2. Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	L. 464-2 du Code de commerce	n/a

8.4.3 *Table de concordance avec les éléments du rapport du Conseil d'administration d'EDF sur le gouvernement d'entreprise*

Le présent document d'enregistrement universel inclut tous les éléments du rapport du Conseil d'administration de la Société visé à l'article L. 225-37 du Code de commerce. Le rapport sur le gouvernement d'entreprise du Conseil d'administration est constitué des sections du document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau, ci-dessous, et est inclus dans le rapport de gestion dans une section « Gouvernement d'entreprise » :

Gouvernement d'entreprise/mandataires sociaux Section intégrant les éléments du rapport sur le gouvernement d'entreprise	Texte de référence	Paragraphes du DEU
Informations sur les rémunérations		4.5
Informations sur la gouvernance		
1.1. Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	L. 225-37-4, 1° du Code de commerce	4.2.1
1.2. Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	L. 225-37-4, 2° du Code de commerce	7.4.2
1.3. Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée générale en matière d'augmentations de capital	L. 225-37-4, 3° du Code de commerce	7.3.3
1.4. Modalités d'exercice de la Direction Générale	L. 225-37-4, 4° du Code de commerce	4.3
1.5. Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	L. 22-10-10, 1° du Code de commerce	4.2
1.6. Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	L. 22-10-10, 2° du Code de commerce	4.2.1
1.7. Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	L. 22-10-10, 3° du Code de commerce	4.2.2
1.8. Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe *comply or explain*	L. 22-10-10, 4° du Code de commerce	4.1
3.9. Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée générale	L. 22-10-10, 5° du Code de commerce	7.2.8.2
3.10. Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	L. 22-10-10, 6° du Code de commerce	n/a
3.11. Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'Offre publique d'achat ou d'échange	L. 22-10-11 du Code de commerce	n/a

8.4.4 Table de concordance avec le rapport financier annuel

Le présent document d'enregistrement universel inclut le rapport financier annuel de l'exercice 2025 établi en application des articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers. Le rapport financier annuel est constitué des sections du présent document d'enregistrement universel identifiées dans le tableau ci-dessous :

Rubriques	Paragraphes du DEU
1. Comptes annuels d'EDF	6.3
2. Comptes consolidés du groupe EDF	6.1
3. Rapport de gestion (informations minimales au sens de l'article 222-3 du règlement général de l'AMF)	8.4.2
4. Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	8.1.2
5. Rapports des contrôleurs légaux des comptes sur les comptes sociaux et les comptes consolidés	6.2 et 6.4

8.5 Glossaire

AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique, basée à Vienne (Autriche).
ANDRA	Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs. Établissement public à caractère industriel et commercial créé à la suite de la loi du 30 décembre 1991, chargé de la gestion à long terme des déchets radioactifs.
ASN/ASNR	Autorité de sûreté nucléaire/Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection. Depuis l'entrée en vigueur au 1er janvier 2025 du titre 1er de loi n° 2024-450 du 21 mai 2024 (art. 20), les activités de l'ASN et de l'IRSN ont été regroupées au sein d'une nouvelle autorité, l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR), autorité administrative indépendante. Pour un descriptif de ses missions, voir la section 1.4.1.1.2.1.
Assemblage combustible	Le combustible nucléaire utilisé pour le parc REP EDF se présente sous la forme d'assemblages constitués d'un faisceau de crayons, liés par une structure rigide constituée de tubes et de grilles. Chaque crayon est constitué d'un tube de zirconium étanche dans lequel sont empilées les pastilles de matière fissile (à base d'uranium naturel enrichi, d'uranium de retraitement enrichi ou de MOX) oxyde d'uranium constituant le combustible. Les assemblages, chargés les uns à côté des autres dans la cuve du réacteur – il faut, par exemple, 205 assemblages pour un réacteur de 1 450 MW –, constituent le cœur du réacteur. En fonctionnement, ces assemblages sont traversés de bas en haut par l'eau primaire qui s'échauffe à leur contact et emporte cette énergie vers les générateurs de vapeur.
Becquerel (Bq)	Unité légale de mesure internationale utilisée en radioactivité. Le becquerel (Bq) est égal à une désintégration par seconde. Cette unité représente une activité tellement faible que l'on emploie ses multiples : le MBq (mégabecquerel ou million de becquerels) et le GBq (gigabecquerel ou milliard de becquerels).
Biogaz	Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales.
Biomasse	Les technologies fondées sur la biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie, ou de résidus de l'exploitation forestière.
Centre nucléaire de production d'électricité (CNPE)	Une centrale nucléaire, aussi appelée « centre nucléaire de production d'électricité » (CNPE), est un site industriel qui utilise la fission de noyaux atomiques au sein d'un combustible nucléaire pour produire de l'électricité.
Cogénération	Technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer la chaleur dégagée par la combustion alors que, dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue. Ce procédé permet ainsi, à partir d'une même installation, de répondre aux attentes des industriels et collectivités territoriales qui ont besoin à la fois de chaleur (eau chaude ou vapeur) et d'électricité. Ce système améliore l'efficacité énergétique du processus de production et permet d'utiliser en moyenne 20 % de combustible en moins.
Comptage	Système permettant l'enregistrement, en un point donné de connexion au réseau, des volumes de l'électricité transportée ou distribuée (puissance, fréquence, énergie active et réactive).
Congestion	Situation dans laquelle une interconnexion reliant des réseaux de transport nationaux ne peut pas accueillir tous les flux physiques résultant d'échanges internationaux demandés par les opérateurs du marché, en raison d'un manque de capacité de l'interconnexion ou des réseaux nationaux de transport en cause.
CRE	Commission de régulation de l'énergie. Voir la section 1.4.2.1.1.
Cycle combiné à gaz	Technologie de production d'électricité dans une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Un cycle combiné est constitué d'une ou plusieurs turbines à combustion (TAC) et d'une turbine à vapeur, ce qui permet d'en améliorer le rendement. Le gaz naturel est envoyé dans la turbine à combustion qui génère de l'électricité et des gaz d'échappements très chauds. La chaleur de ces gaz d'échappement est récupérée par une chaudière qui produit ainsi de la vapeur récupérée par la turbine à vapeur pour produire de l'électricité.
Cycle du combustible	Le cycle du combustible nucléaire regroupe l'ensemble des opérations industrielles menées en France et à l'étranger qui permettent de livrer le combustible pour produire de l'énergie en réacteur, puis d'assurer son évacuation et son traitement. Voir la section 1.4.1.1.2.3.
Déchets radioactifs	L'énergie nucléaire produit une électricité décarbonée mais elle génère des déchets radioactifs. Les déchets à vie courte représentent plus de 90 % du volume total, mais ils ne contiennent que 0,1 % de la radioactivité des déchets. En fonction de leur niveau de radioactivité, ils sont séparés en deux sous-catégories : les déchets de Très Faible Activité (TFA) et les déchets de Faible Activité (FA). Les déchets de Moyenne et Haute Activité à Vie longue (MAVL et HA) sont produits en faible quantité, moins de 10 % du volume total, mais ils contiennent la quasi-totalité de la radioactivité des déchets (99,9 %).
Disponibilité d'une centrale	Fraction de la puissance disponible sur la puissance théorique maximale en ne tenant compte que des indisponibilités techniques. Le coefficient de disponibilité (Kd) se définit comme le ratio entre la capacité de production réelle annuelle (ou productible annuel) et la capacité de production théorique maximale (= puissance installée × 8 760 heures). Le Kd, qui ne prend en compte que les indisponibilités techniques, à savoir les arrêts programmés, les indisponibilités fortuites et les périodes d'essais, caractérise la performance industrielle d'une centrale.
Effacement	Réduction volontaire par un client de sa puissance électrique en échange d'une rémunération. Il est dit « diffus » lorsqu'il résulte de l'agrégation de petits sites de consommation.
Énergies renouvelables	Énergies dont la production n'entraîne pas l'extinction de la ressource initiale. Elles comprennent l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie produite par les vagues et les courants marins, la géothermie (c'est-à-dire l'énergie tirée de la chaleur issue du magma terrestre) et la biomasse (c'est-à-dire l'énergie tirée de la matière vivante, en particulier du bois et des résidus végétaux). On y ajoute souvent l'énergie issue de l'incinération des déchets ménagers ou industriels.

Enrichissement	Procédé par lequel on accroît la teneur en matière fissile d'un élément. Ainsi, l'uranium est constitué, à l'état naturel, de 0,7 % d'uranium 235 (fissile) et à 99,3 % d'uranium 238 (non fissile). Pour le rendre efficacement utilisable dans un réacteur à eau pressurisée, il est enrichi en uranium 235, dont la proportion est portée à environ 4 %.
Entreposage (du combustible et des déchets nucléaires)	L'entreposage constitue une étape intermédiaire du processus de gestion des combustibles usés et des déchets nucléaires. Il consiste à placer les assemblages ou les colis de déchets dans une installation assurant, pendant une période donnée, leur isolement de l'homme et de l'environnement, avec l'intention de les reprendre par la suite en vue de leur stockage définitif (éventuellement après un complément de gestion). Les entreposages sont conçus, construits et gérés par les producteurs de déchets (EDF, Orano, CEA) à proximité des lieux de conditionnement des déchets.
Entreprise Locale de Distribution (ELD)	Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) commercialisent et acheminent l'énergie électrique auprès des clients finaux situés sur leur zone de desserte exclusive.
EPR	Réacteur nucléaire européen à eau pressurisée (European Pressurized water Reactor) de la dernière génération actuellement en construction (dite « troisième génération »), il est né d'une collaboration franco-allemande et offre des évolutions sur les plans de la sûreté, de l'environnement et des performances techniques.
Fluoration (conversion)	Également appelée « conversion », la fluoration permet la purification des concentrés uranifères et leur transformation sous la forme d'hexafluorure d'uranium (UF_6) autorisant son enrichissement avec les techniques actuelles.
Fourniture électrique	On distingue dans la demande électrique, quatre formes de consommation : • la fourniture électrique « de base » (ou « ruban »), qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ; • la fourniture de « semi-base », dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ; • la fourniture de « pointe », qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ; • la fourniture « en dentelle », qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz retenant une partie du rayonnement solaire dans l'atmosphère et dont l'augmentation des émissions dues aux activités humaines (émissions anthropiques) provoque une hausse de la température moyenne de la terre et joue un rôle important dans le changement climatique. Le protocole de Kyoto vise les sept principaux gaz à effet de serre suivants : le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4), le protoxyde d'azote (N_2O), les hydrocarbures fluorés (HFC), les hydrocarbures perfluorés (PFC) et l'hexafluorure de soufre (SF_6), ainsi que le trifluorure d'azote (NF_3) depuis 2013.
Gaz naturel liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à - 162 °C, ce qui permet de réduire son volume d'un facteur 600.
Homme-sievert	Unité exprimant la dose équivalente collective. Un homme-sievert est la dose collective résultant de l'exposition de 1 000 hommes à 1 mSv (millisievert).
Hydrogène	La conversion du gaz naturel en hydrogène génère du CO_2 d'où la qualification d'hydrogène « gris ». Cette forme d'hydrogène est utilisée à grande échelle, notamment dans l'industrie chimique pour produire de l'ammoniac et des engrais. L'hydrogène dit « bleu » est obtenu lorsque le CO_2 émis est capté puis réutilisé ou stocké. L'hydrogène dit « vert » est produit à partir d'énergies renouvelables. L'électricité produite par les éoliennes, panneaux solaires ou les centrales hydro-électrique est transformée avec de l'eau par un processus d'électrolyse. Aucun gaz à effet de serre n'est alors émis. L'hydrogène peut être stocké en grandes quantités puis reconverti en électricité.
INB	Installation Nucléaire de Base.
Interconnexion	Ouvrage de transport d'électricité qui permet les échanges d'énergie entre des pays différents, en reliant le réseau de transport d'un pays à celui d'un pays limitrophe.
IRSN	Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire. L'IRSN est l'expert public en matière de recherche et d'expertise sur les risques nucléaires et radiologiques.
Mécanisme d'ajustement	Créé par RTE le 1er avril 2003, le mécanisme d'ajustement lui permet de disposer de réserves de puissance mobilisables dès que se produit un déséquilibre entre l'offre et la demande.
Microgrid	Les *micro-grids*, ou micro-réseaux, sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses, des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement à un réseau de distribution ou fonctionner déconnectés du réseau (îlotage).
MW – MWh	Le mégawattheure (MWh) est l'unité de l'énergie produite par une installation, énergie égale à la puissance de l'installation, exprimée en mégawatts (MW), multipliée par la durée de fonctionnement en heures. 1 MW = 1 000 kilowatts = 1 million de watts 1 MWh = 1 MW produit pendant 1 heure = 1 mégawattheure 1 GW = 1 000 MW = 1 milliard de watts 1 TW = 1 000 GW
MWh cumac	Le « MWh cumac » est l'unité de compte des certificats, qui correspond au cumul des économies d'énergie actualisées sur la durée de vie des opérations.
Palier	Dans le domaine nucléaire, le palier désigne l'ensemble des centrales nucléaires d'une même puissance électrique. EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois paliers de puissance électrique : le palier 900 MW (32 tranches actuellement en exploitation d'environ 900 MW chacune), le palier 1 300 MW (20 tranches) et le palier 1 450 MW (4 tranches).

Plutonium (Pu)	Élément de numéro atomique 94 (nombre de protons), dont aucun isotope (éléments dont les atomes possèdent le même nombre d'électrons et de protons – donc les mêmes propriétés chimiques –, mais un nombre différent de neutrons) n'existe dans la nature. Le plutonium 239, isotope fissile, est produit dans les réacteurs nucléaires à partir de l'uranium 238.
Productible hydraulique	Énergie maximale que les aménagements hydroélectriques pourraient produire, à puissance maximale autorisée de l'installation à partir des apports dans les conditions normales d'hydraulicité. La production des aménagements hydroélectriques varie cependant, parfois sensiblement, d'une année à l'autre en fonction de l'hydraulicité (pluviométrie, enneigement). En année sèche, l'indice de productibilité peut ainsi s'écarter de 20 %, voire plus, de la normale.
Radioprotection	Dans une centrale, les sources de rayonnements ionisants ont des origines diverses : le combustible lui-même, les équipements activés par les flux neutroniques (particulièrement ceux qui sont proches du cœur, tels la cuve ou son couvercle), des particules issues de la corrosion du circuit primaire des réacteurs et véhiculées par le fluide primaire. Le niveau d'exposition d'une personne est quantifié par l'équivalent de dose exprimé en sieverts (Sv). La somme des équivalents de dose, appelée « dosimétrie collective » et exprimée en hommes-sieverts, est utilisée comme indicateur du niveau de dose reçu par l'ensemble des intervenants. La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants.
Réseau de distribution	En aval du réseau de transport, les réseaux de distribution, à moyenne et à basse tension, desservent les clients finaux (particuliers, collectivités, PME, PMI).
Réseau de transport	Réseau assurant le transit de l'énergie électrique à haute et à très haute tension des lieux de production jusqu'aux réseaux de distribution ou des sites industriels qui lui sont directement raccordés ; il comprend le réseau de grand transport et d'interconnexion (400 000 volts et 225 000 volts) et les réseaux régionaux de répartition (225 000 volts, 150 000 volts, 90 000 volts et 63 000 volts).
Responsable d'équilibre	Entreprise avec laquelle RTE passe un contrat pour le financement des écarts entre le prévu et le réalisé dans les consommations et les productions d'un portefeuille d'utilisateurs mutualisés par le responsable d'équilibre, qui exerce ici un rôle d'assureur en jouant sur l'effet de foisonnement des écarts à la hausse et à la baisse.
Scopes 1, 2 et 3	EDF établit annuellement un Bilan GES (Scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard : • le Scope 1 couvre les émissions directes générées par ses actifs : émissions de CO_2, CH_4 et N_2O des centrales thermiques de production d'électricité et de chaleur, consommation de combustibles fossiles pour le chauffage des locaux occupés, consommation de carburant de la flotte de véhicules et engins, émissions fugitives des retenues d'eau des centrales hydrauliques, émissions fugitives de SF6 et de fluides frigorigènes ; • le Scope 2 couvre les émissions indirectes liées aux pertes dans les réseaux électriques de ses sociétés distributeurs d'électricité et celles liées aux achats d'énergie pour ses besoins propres : consommation d'électricité des bâtiments tertiaires et des datacenters, consommation des réseaux de chaleur et d'eau glacée pour usage propre ; • le Scope 3, qui comporte 15 catégories (GHG Protocol), couvre les autres émissions indirectes générées chez ses fournisseurs (achats de biens et services, amont des combustibles dont nucléaire, actifs loués, fret aval de sous-produits), chez ses clients (amont et combustion du gaz acheté pour revente à des clients finaux, production de l'électricité et de chaleur achetée pour revente à des clients finaux) ou chez EDF (amortissement des émissions liées à la fabrication des biens immobilisés, émissions des investissements non consolidés, amont et pertes liées au transport et distribution de l'électricité, amont et pertes des consommations d'électricité, de chaleur et de froid pour usage propre, gestion des déchets, déplacements des collaborateurs...).
Services systèmes	Les services systèmes sont des services fournis aux utilisateurs (consommateurs ou producteurs d'électricité) par l'action conjointe du gestionnaire du réseau de transport de l'électricité RTE et des producteurs. Ils sont destinés à régler la fréquence et la tension afin de maintenir à chaque instant l'équilibre entre la production et la consommation électriques. Ils sont constitués par RTE à partir de contributions élémentaires des producteurs, c'est-à-dire la mise à disposition de RTE de réserves primaire et secondaire. RTE rémunère les producteurs pour ces services auxiliaires avant de refacturer ces services via le tarif d'utilisation du réseau, en accord avec les règles fixées par l'UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity).
Smart city	La *smart city* ou ville intelligente est un nouveau concept de développement urbain. Il s'agit d'améliorer la qualité de vie des citadins en rendant la ville plus adaptative et efficace, à l'aide de nouvelles technologies qui s'appuient sur un écosystème d'objets et de services. Le périmètre couvrant ce nouveau mode de gestion des villes inclut notamment : infrastructures publiques (bâtiments, mobiliers urbains, domotique, etc.), réseaux (eau, électricité, gaz, télécoms) ; transports (transports publics, routes et voitures intelligentes, covoiturage, mobilités dites douces – à vélo, à pied, etc.) ; les e-services et e-administrations.
Smart charging	*Smart charging* (ou charge intelligente) est un terme générique qui désigne toutes les technologies visant à optimiser la charge voire la décharge d'un véhicule électrique, en gérant la puissance de recharge du véhicule de façon efficace, flexible et économique.
SMR	Les SMR (*Small Modular Reactors*), petits réacteurs modulables en français, sont des centrales de petit format, dotées d'un ou plusieurs réacteurs d'une puissance unitaire inférieure à 300 MWe. Cette petite puissance permet de réduire certains systèmes, de standardiser le design et de réduire ainsi la durée des chantiers afin d'améliorer leur compétitivité.
STEP	Station de Transfert d'Énergie par Pompage. Centrale disposant de deux réservoirs, un supérieur et un inférieur, reliés par des pompes qui permettent de remonter l'eau une fois turbinée et située dans le réservoir inférieur, vers le réservoir supérieur.
Stockage (des déchets nucléaires)	Le stockage consiste à placer les colis de déchets radioactifs dans une installation assurant leur gestion définitive, c'est-à-dire dans des conditions propres à assurer la sûreté et à maîtriser les risques dans la durée (exemple : le CSA, centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA).

Sûreté nucléaire	La sûreté nucléaire regroupe l'ensemble des dispositions techniques, organisationnelles et humaines qui sont destinées à prévenir les risques d'accidents et à en limiter les effets, et qui sont mises en œuvre à toutes les étapes de la vie d'une centrale nucléaire, de la conception à l'exploitation et jusqu'à la déconstruction.
Taxonomie verte européenne	Règlement délégué (UE) 2021/2139 de la Commission du 4 juin 2021 complétant le règlement (UE) 2020/852 du Parlement européen et du Conseil par les critères d'examen technique permettant de déterminer à quelles conditions une activité économique peut être considérée comme contribuant substantiellement à l'atténuation du changement climatique ou à l'adaptation à celui-ci et si cette activité économique ne cause de préjudice important à aucun des autres objectifs environnementaux.
Thermie (th)	1 th équivaut à 1 163 kilowattheures ou 4,186 millions de joules.
Traitement	Procédé consistant, à partir du combustible usé issu d'un réacteur, à isoler les matières recyclables (uranium et plutonium) des déchets ultimes.
Tranche nucléaire	Unité de production électrique comportant une chaudière nucléaire et un groupe turbo-alternateur. Une tranche nucléaire se caractérise essentiellement par son type de réacteur et la puissance de son groupe turbo-alternateur. Les centrales nucléaires EDF comprennent deux ou quatre tranches, plus rarement six.
Turbine à combustion (TAC)	Les Turbines à Combustion sont des unités de production d'électricité qui fonctionnent principalement avec des combustibles comme le gaz ou le fioul.
Uranium enrichi	Uranium dont la teneur en isotope 235, le seul fissile, a été portée de son faible niveau naturel (0,7 %) à environ 4 % pour un combustible destiné à un réacteur nucléaire à eau sous pression.
Uranium réenrichi	Pour être utilisé en réacteur, l'uranium issu du retraitement, même s'il contient plus d'uranium fissile qu'à l'état naturel, doit encore être enrichi. On parle alors d'uranium de retraitement enrichi.
Uranium de retraitement	L'Uranium de retraitement, uranium issu du traitement des combustibles usés, se distingue de l'uranium naturel par sa teneur en uranium 235 légèrement supérieure, et par la présence d'autres isotopes de l'uranium. Il est recyclable, et des recharges d'assemblages combustibles réalisés à partir d'URT sont utilisées en réacteurs.
Vitrification	Opération consistant à immobiliser dans la structure du verre, par mélange à haute température avec une pâte vitreuse, des solutions concentrées de déchets radioactifs.
Zones non interconnectées	Zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (la Corse, les départements, régions et collectivités d'outre-mer).

Dans le présent document d'enregistrement universel (le « document d'enregistrement universel » ou « DEU »), sauf indication contraire, les termes « Société » et « EDF » renvoient à la société Électricité de France SA et les termes « groupe EDF » et « Groupe » renvoient à EDF et ses filiales et participations. Outre les informations contenues dans le présent document d'enregistrement universel, le lecteur est invité à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ». Ces risques, ou l'un de ces risques, pourraient avoir un effet négatif sur les activités, la situation, les résultats financiers ou les perspectives du Groupe. En outre, d'autres risques, non encore actuellement identifiés ou considérés comme non significatifs par le Groupe, pourraient avoir également un effet négatif, et les investisseurs pourraient perdre tout ou partie de leur investissement dans la Société.

Le présent document d'enregistrement universel contient en outre des informations relatives aux marchés sur lesquels le groupe EDF est présent. Ces informations proviennent d'études réalisées par des sources extérieures. Compte tenu des changements très rapides qui marquent le secteur de l'énergie en France et dans le monde, il est possible que ces informations se révèlent erronées ou ne soient plus à jour à la date de dépôt du présent document ou ultérieurement. Les activités du Groupe pourraient en conséquence évoluer de manière différente de celles décrites dans le présent document, et les déclarations ou informations figurant dans le présent document pourraient se révéler erronées. Les déclarations prospectives contenues dans le présent document, notamment dans la section 1.3 « Stratégie et objectifs du Groupe » et la section 5.1.4 « Perspectives financières », sont fondées sur des hypothèses et estimations susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des risques, des incertitudes (liées notamment à l'environnement économique, financier, concurrentiel, réglementaire, et climatique) et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés et suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs exposés au chapitre 2 « Facteurs de risques et cadres de maîtrise ».

En application de la législation européenne et française, RTE et Enedis, qui sont des filiales régulées, gérées dans le respect des règles d'indépendance de gestion au sens des dispositions du Code de l'énergie, chargées respectivement du transport et de la distribution d'électricité au sein du groupe EDF, ne peuvent pas communiquer certaines des informations qu'elles recueillent dans le cadre de leurs activités aux autres entités du Groupe, y compris sa Direction. De même, certaines données propres aux activités de production et de commercialisation ne peuvent être communiquées aux entités en charge du transport et de la distribution. Le présent document d'enregistrement universel a été préparé par le groupe EDF dans le respect de ces règles. Dans un souci de lisibilité, il est fait mention dans le reste du document de RTE et Enedis, sans préciser systématiquement qu'il s'agit de filiales indépendantes au sens des dispositions du Code de l'énergie. Un glossaire des principaux termes techniques figure à la fin du présent document d'enregistrement universel.

Crédits photos

Couverture : Vue intérieure de la centrale nucléaire de Flamanville 1 & 2 - Décembre 2023 - © Antoine Soubigou.

Couverture : Actualités chantier EPR Flamanville - Janvier-septembre 2019 - © Alexis Morin.

Chapitre 1 : HPC pose du dôme U2 - © 2025 NNB Generation Company (HPC) Limited.

Chapitre 2 : Barrage de Roselend - Janvier 2025 - © Salabert, Lucie.

Chapitre 3 : Vues aériennes Centrale Nucléaire de Paluel - Avril 2024 - © Eliot Blondet/ABACAPRESS.

Chapitre 4 : Parc éolien Catalan - Avril et mai 2016 - © Hôte, Hervé.

Chapitre 5 : Intervention réseau - © Marini, Philippe/Parker Wayne Philips.

Chapitre 6 : Ressourcia, le réseau de récupération de chaleur fatale de Nice Grand Arénas - © Ian Hanning/CAPA PICTURES.

Chapitre 7 : Laboratoire d'essais électriques, R&D EDF Lab Les Renardières - © Daste, Adrien/TOMA.

Chapitre 8 : Chargement des fondations des éoliennes du parc éolien en mer de Fécamp - Septembre 2022 - © Critot, Laurent.

Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC issu de ressources contrôlées et gérées durablement.

PROSPECTUS BAC DE TRI

Conception & réalisation Labrador Transparency +33 (0)1 53 06 30 80

EDF
22-30 avenue de Wagram
75382 Paris Cedex 08 - France
SA au capital de 2 084 365 041 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
www.edf.fr

Relations Investisseurs
Email : edf-irteam@edf.fr

Sites internet
www.edf.fr
www.edf.fr/investisseurs

Le Groupe est certifié ISO 14001