



Société anonyme
au capital de 1 943 859 339,5 euros
Siège social : 22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
552 081 317 RCS Paris

Groupe EDF

RAPPORT D'ACTIVITE 2022

SOMMAIRE DETAILLE

1	FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS	3
2	ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE	7
2.1	Évolution des prix de marché de l'électricité et des principales sources d'énergie	7
2.2	Consommation d'électricité et de gaz naturel	10
2.3	Tarifs de l'électricité et du gaz naturel	11
2.4	Conditions climatiques : températures et pluviométrie	12
3	ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2022 ET 2021	14
3.1	Chiffre d'affaires	14
3.2	EBE	17
3.3	Résultat d'exploitation	20
3.4	Résultat financier	21
3.5	Impôts sur les résultats	21
3.6	Résultat net courant	21
3.7	Résultat net part du Groupe	21
4	ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS	22
4.1	Endettement financier net	23
4.2	Cash-flow généré par les opérations	24
4.3	Cash-flow Groupe	25
4.4	Effet de la variation de change	25
4.5	Autres variations non monétaires	25
5	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	25
6	PERSPECTIVES FINANCIERES	25
7	GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS	26
7.1	Gestion et contrôle des risques financiers	26
7.2	Gestion et contrôle des risques marchés énergies	32
8	OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES	33
9	PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION	33

1 FAITS MARQUANTS ET CHIFFRES CLÉS

RECU SIGNIFICATIF DES RÉSULTATS DANS UN CONTEXTE DE DÉFICIT DE PRODUCTION EN FRANCE ET DE PRIX DE MARCHÉ ÉLEVÉS

- **Nomination de Luc Rémont en qualité de Président-Directeur Général d'EDF** le 23 novembre 2022
- **Offre publique d'achat simplifiée**
 - ◇ Clôture le 3 février 2023 de l'offre d'achat par l'État ⁽¹⁾ : 95,82 % des actions et 96,53 % de droit de vote, et 99,96 % des OCEANE détenus par l'Etat
 - ◇ Décision de la Cour d'appel attendue au 1^{er} semestre 2023 sur le recours en annulation de la décision de conformité de l'AMF sur l'offre déposé le 2 décembre 2022 par des représentants d'actionnaires minoritaires
- **Nucléaire**
 - ◇ 43 réacteurs opérationnels à date sur 56 (versus 30 réacteurs au 1^{er} novembre 2022)
 - ◇ Corrosion sous contrainte :
 - Identification des 16 réacteurs les plus sensibles (4 réacteurs 1 450 MW du palier N4 et 12 réacteurs 1 300 MW du palier P'4), parmi lesquels 10 réacteurs ont été traités ou sont en cours de traitement. Remplacement systématique et préventif d'ici fin 2023 des tuyauteries des 6 réacteurs 1 300 MW du palier P'4 non encore traitées et de Cattenom 1
 - Ensemble des réacteurs contrôlés d'ici 2025 dans le cadre des arrêts déjà programmés
 - Développement de nouveaux procédés permettant la réalisation de contrôles non destructifs plus performants
 - ◇ Flamanville 3 : ajustement du calendrier avec un nouvel objectif de chargement du combustible nucléaire au 1^{er} trimestre 2024 et du coût à terminaison estimé à 13,2 Mds€ ⁽²⁾.
 - ◇ Hinkley Point C : revue du calendrier et des coûts, démarrage de la production d'électricité de l'unité 1 prévu en juin 2027, coûts à terminaison du projet estimés entre 25 et 26 Mds£₂₀₁₅ ⁽³⁾. Couvercle de la cuve du réacteur de l'unité 1 construit.
 - ◇ Sizewell C : décision du gouvernement britannique de monter à 50% du capital aux côtés d'EDF d'ici la FID ⁽⁴⁾ via un investissement de près de 700 M€. Projet éligible au modèle de financement de Base d'Actifs Régulés (BAR) ⁽⁵⁾
 - ◇ SMR NUWARD™ : design soumis à une pré-évaluation menée par l'ASN, en collaboration avec les autorités de sûreté tchèque et finlandaise à des fins d'harmonisation internationale des standards de sûreté
 - ◇ Lancement de la deuxième phase du programme "Grand Carénage" couvrant la période 2022-2028 pour un coût estimé à environ 33 Mds€ ⁽⁶⁾
 - ◇ Plan excell : pérennisation des actions engagées pour atteindre les meilleurs standards industriels
 - ◇ ARENH :
 - Décret relatif à l'allocation supplémentaire de 20 TWh de volumes ARENH pour 2022 publié le 12 mars 2022 ⁽⁷⁾
 - Dépôt le 9 août d'un recours contentieux auprès du Conseil d'Etat et d'une demande indemnitaire auprès de l'Etat pour un montant estimé à cette date de 8,34 Mds€
 - Décision du Conseil d'Etat de rejeter le recours d'EDF relatif à l'annulation de l'attribution de 20 TWh d'électricité supplémentaires pour 2022 au titre de l'ARENH ⁽⁸⁾
 - ◇ Signature d'un accord d'exclusivité avec GE en vue de l'acquisition d'une partie de l'activité nucléaire de GE Steam Power ⁽⁹⁾, hors continent américain
 - ◇ Inclusion du nucléaire dans la Taxonomie européenne :
 - Reconnaissance du rôle du nucléaire rejoint l'avis du GIEC, de l'AIE et de nombreux pays
 - Nouveau Green Financing Framework ⁽¹⁰⁾ intégrant les projets nucléaires en cohérence avec la Taxonomie

(1) Le 4 octobre 2022, l'État français a déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le projet d'offre publique d'achat simplifiée sur les actions EDF à 12 € et les obligations convertibles à 15,52 € qu'il ne détenait pas. Elle a été clôturée le 3 février 2023, sous réserve de sa réouverture conformément aux engagements de l'Etat décrits dans le communiqué de presse du 25 janvier 2023, dont l'engagement de ne pas mettre en œuvre le retrait obligatoire avant l'arrêt de la Cour d'appel.

(2) Coût et calendrier précédents : 12,7 Mds€₂₀₁₅ et 2^{ème} trimestre 2023. Coût en euros 2015 et hors intérêts intercalaires.

(3) Versus un démarrage en juin 2026 et une estimation des coûts entre 22 et 23 Mds£₂₀₁₅ annoncé le 27 janvier 2021. Voir le communiqué de presse du 19 mai 2022.

(4) La décision finale d'investissement (Final Investment Decision) d'EDF est soumise à certaines conditions, en particulier la capacité à réunir le financement nécessaire et à déconsolider le projet avec une participation inférieure à 20 %.

(5) Loi NEFA 2022 (Nuclear Energy Financing Act 2022), entrée en vigueur fin mai 2022.

(6) En euros courants. Une partie recouvre la fin de la première période 2014-2025.

(7) Cf. communiqué de presse du 14 mars 2022.

(8) Cf. communiqué de presse du 5 février 2023

(9) Cf. communiqué de presse du 10 février 2022.

(10) En ligne avec les Green Bond Principles publiés par l'ICMA (International Capital Markets Association), avec les Green Bond Standards de l'Union Européenne

• Renouvelables

- ◇ Croissance de 12 % du portefeuille de projets éoliens et solaires à 85 GW bruts, dont l'appel d'offres éolien *offshore* dans la baie de New York développé en partenariat (1,5 GW), 3 projets solaires + stockages remportés à New York (1 GW), PPA signé sur un projet solaire au Rajasthan (450 MW)
- ◇ Niveau élevé de capacités en construction à 7,1 GW bruts
- ◇ +16 % de capacités mises en service, soit 3,6 GW bruts dont le parc éolien *offshore* de Saint-Nazaire (480 MW) et premiers MWh produits par la plus grande centrale solaire au monde, Al Dhafrah aux Émirats Arabes Unis (2 GW), 4 centrales solaires en Israël (54 MW) dont 2 flottantes
- ◇ +10 % de capacités nettes installées à 13,2 GW
- ◇ Signature des accords de partenariat pour le développement et la construction de la centrale hydraulique de Mpatamanga au Malawi (350 MW)
- ◇ Lancement d'un nouveau plan industriel dédié à l'hydrogène 100 % bas carbone pour devenir un des leaders européens de la production d'hydrogène bas carbone et développer 3 GW bruts de projets d'hydrogène électrolytique dans le monde d'ici 2030
- ◇ Décision favorable de l'Union Européenne au titre de l'IPCEI ⁽¹⁾ pour le projet de gigafactory à Belfort de McPhy (1 GW/an) pour des aides de l'Etat français

• Clients et services

- ◇ Croissance de 3 % du portefeuille clients ⁽²⁾
- ◇ Hausse de 67 % des clients électricité résidentiels en offres de marché en France, à 2,4 millions
- ◇ 52,7 % de part de marché d'affaires et 70,8 % de part de marché résidentiel en France ⁽³⁾
- ◇ Mobilité électrique en forte progression avec +45 % de points de charge installés et gérés, soit plus de 280 000 à fin 2022
- ◇ + 15 % du tarif réglementé de vente d'électricité en 2023. Manque à gagner reconnu comme charge de service public et compensé par le mécanisme de la CSPE
- ◇ Nombreux succès sur le segment professionnel : électricité (Toyota, ministère des Armées, Paprec...) et gaz (Tereos, Constellium,)
- ◇ Dalkia : signature d'accords avec Arkema pour un projet de valorisation de CSR ⁽⁴⁾ permettant d'éviter l'émission de 10 000 t de CO₂ par an

• Enedis

- ◇ +18 % d'installations renouvelables raccordées en 2022, correspondant à 3,8 GW additionnels
- ◇ Signature d'un contrat de prêt de 800 millions d'euros auprès de la BEI au service de la transition énergétique

• Passage de l'hiver et plan de sobriété

- ◇ Actions menées par Enedis, et les équipes de production de l'hydraulique et du nucléaire pour maximiser la puissance disponible
- ◇ Actions de sensibilisation à la sobriété auprès des clients (effacement, offres Tempo, outils de suivi de consommation), ayant contribué à la baisse de 10 % de la consommation d'électricité en novembre et décembre 2022 en France
- ◇ > 10 % de baisse de consommation d'énergie dans les sites tertiaires du Groupe au Q4 2022 ⁽⁵⁾

• Engagements environnementaux, sociétaux et de gouvernance

- ◇ Émissions évitées aval : nouvel objectif à 30 Mt de CO₂ en 2030 ⁽⁶⁾, 11,4 Mt de CO₂ à fin 2022
- ◇ Résolution climat du plan de transition climatique adoptée en Assemblée générale à 99,87 % en mai 2022
- ◇ 30,8 % de femmes dans les comités de direction des entités du Groupe, en ligne avec l'objectif de 33% en 2026 et 36 à 40 % en 2030 ⁽⁷⁾
- ◇ Emission d'un green bond de 1,25 Md€ dont les fonds sont affectés au financement des investissements dans la distribution d'électricité pour atteindre environ 10 Mds€ de green bonds émis

• Guerre en Ukraine

- ◇ Augmentation des prix et de la volatilité : tensions extrêmes sur le marché de l'électricité dans un contexte de baisse de la production nucléaire en 2022 qui nécessite des achats importants sur le marché
- ◇ Tensions sur les chaînes d'approvisionnement et inflation des prix de composants et des matières premières qui engendrent des retards sur certaines activités et grands projets
- ◇ Impact limité sur les approvisionnements : un unique contrat gaz d'Edison avec une filiale européenne d'une entreprise russe (représentant 4 % des approvisionnements du Groupe et terminé fin 2022) et faible dépendance aux importations d'uranium en provenance de Russie, compte-tenu des stocks constitués et de contrats d'approvisionnement diversifiés et à long-terme (20 ans)
- ◇ Sanctions internationales : pas d'exposition avec des entreprises, banques et personnes russes impactées par les sanctions internationales à ce jour. Fermeture du bureau de Moscou

(1) Important Project of Common European Interest.

(2) Millions de clients décomptés par point de livraison. Un client peut avoir deux points de livraison. Pour la France (DCO, ÉS et SEI). Avec un impact négatif en EBITDA en 2022 compte-tenu d'achat de volumes sur le marché à prix très élevés, pour couvrir les besoins d'un nombre plus important de nouveaux clients au TRV.

(3) Sur les volumes vendus à livrer en 2023

(4) CSR : combustible solide de récupération non recyclable localement.

(5) Pourcentage corrigé des effets climatiques et vs Q4 2021

(6) Calcul des émissions évitées annuellement grâce à la vente de nouveaux produits et services innovants pour le périmètre du G4. L'objectif initial à 15 Mt de CO₂ était au périmètre EDF SA et Dalkia.

(7) Ces objectifs pour le Groupe aux horizons 2026 et 2030 s'appliquent également aux salariés et cadres

- **Innovations au service de la neutralité carbone**

- ◇ EDF Pulse : participation à la levée de fonds de la start-up anglaise Carbon8 (séquestration et valorisation du carbone à partir de résidus industriels)
- ◇ Mobilité :
 - Partenariat entre IZIVIA et Q-Park pour installer 4 000 bornes de recharges publiques en France dans les 3 ans à venir
 - Signature d'un partenariat par Luminus pour la fourniture de solutions de recharge pour les clients professionnels et résidentiels d'Arval (3 ans renouvelable) en Belgique
 - Lancement d'une offre combinant les panneaux solaires et une prestation de bornes de recharge pour les clients professionnels en France
 - Solution innovante de Soweé et Mobilize ⁽¹⁾ pour les clients de véhicules électriques Renault : baisse des coûts grâce à la recharge intelligente à domicile
 - IZI by EDF retenu par Nissan pour la fourniture et l'installation de solutions de recharge de véhicules électriques pour ses clients résidentiels

- **Augmentation de capital** en numéraire avec maintien du droit préférentiel de souscription des actionnaires pour un montant de plus de 3,15 Mds€

- **Annonces du Président de la République le 10 février 2022 à Belfort**

- ◇ Soutien à la filière nucléaire française
 - Lancement d'un programme de construction de 6 EPR2 et études pour 8 EPR2 additionnels
 - Poursuite de l'exploitation de tous les réacteurs, sauf motif de sûreté
 - Développement des SMR, notamment 500 M€ pour NUWARD™
- ◇ Accélération du développement des énergies renouvelables
- ◇ Confirmation du rôle croissant de l'électricité bas carbone dans l'ambition climatique de la France, dans un contexte de réduction des consommations d'énergie

(1) Application de Renault.

Chiffres clés

Les informations financières présentées dans ce document sont élaborées à partir des comptes consolidés au 31 décembre 2022.

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	143 476	84 461	59 015	69,9	69,4
EBE	(4 986)	18 005	(22 991)	n.a	n.a
Résultat d'exploitation	(19 363)	5 225	(24 588)	n.a	n.a
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(22 916)	5 585	(28 501)	n.a	n.a
Résultat net part du Groupe	(17 940)	5 113	(23 053)	n.a	n.a
Résultat net courant ⁽¹⁾	(12 662)	4 717	(17 379)	n.a	n.a
Résultat net courant ajusté de la rémunération des hybrides	(13 268)	4 170	(17 438)	n.a	n.a
Cash-flow Groupe ⁽²⁾	(24 603)	(1 525)	(23 078)	n.a	n.a
Endettement financier net ⁽³⁾	64 500	42 988	21 512	50,0	n.a

n.a : non applicable

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

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

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

2 ÉLÉMENTS DE CONJONCTURE

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

Durant l'année 2022, les prix spot moyens de l'électricité ont été significativement supérieurs à ceux de 2021 partout en Europe.

Prix spot de l'électricité en Europe ⁽¹⁾

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne 2022 en base (€/MWh)	275,8	240,1	307,3	244,5
Variation 2022/2021 des moyennes en base	+ 152,7 %	+ 74,5 %	+ 144,5 %	+ 134,9 %
Moyenne 2022 en pointe (€/MWh)	317,1	274,2	342,6	272,4
Variation 2022/2021 des moyennes en pointe	+ 148,9 %	+ 69,5 %	+ 142,0 %	+ 126,1 %

Dans un marché européen interconnecté, l'analyse des prix de marché en France est à relier avec celle des pays frontaliers.

Les commentaires ci-dessous portent sur les prix en base.

En **France**, les prix *spot* de l'électricité se sont établis en moyenne à 275,8 €/MWh en base et à 317,1 €/MWh en pointe en 2022, en hausse de respectivement 166,7 €/MWh et 189,7 €/MWh par rapport à 2021.

Cette forte augmentation s'explique par la conjonction de deux facteurs :

- une forte augmentation des prix des commodités, notamment du gaz, qui a entraîné une hausse importante du coût de production de l'électricité à partir des moyens thermiques.
- une production en baisse de 80,4 TWh par rapport à 2021 portée par une diminution de la production nucléaire (- 81,7 TWh) et hydraulique (- 13,7 TWh) qui se sont établies respectivement à 279,0 TWh et 41,9 TWh en 2022. Leur baisse a été partiellement compensée par une augmentation de la production à partir de centrales à gaz de + 9,5 TWh (+ 29,5 % vs. 2021) et par une hausse de la production photovoltaïque et éolienne respectivement de 4,3 TWh et 1,7 TWh.

Malgré une baisse de la demande, qui s'est établie à 444,7 TWh en 2022 (- 20,9 TWh par rapport à 2021), la France a été importatrice nette de 16,8 TWh alors qu'elle est traditionnellement exportatrice nette (à hauteur de 44,3 TWh en 2021). En 2022, la France a été massivement importatrice nette depuis la zone CWE, la Grande-Bretagne et l'Espagne (respectivement de 27,4 TWh, 9,9 TWh et 9,7 TWh) mais est restée exportatrice nette vers l'Italie et la Suisse (respectivement de 18,0 TWh et 12,2 TWh).

Au **Royaume-Uni**, les prix *spot* moyens de l'électricité ont augmenté de 102,6 €/MWh par rapport à l'année 2021. Ils s'établissent en moyenne à 240,1 €/MWh en 2022. Cette hausse est la conséquence directe des tensions sur les commodités du fait de la guerre en Ukraine. La baisse de la demande et une production solaire et éolienne en hausse, ainsi que des imports massifs de GNL ont permis de contenir la hausse des prix au deuxième semestre.

En **Italie**, les prix *spot* ont augmenté de 181,6 €/MWh par rapport à 2021 pour s'établir en moyenne à 307,3 €/MWh. Ils sont en forte hausse depuis le début de l'année, comme les prix du gaz et du CO₂, en lien avec la guerre en Ukraine et dans un contexte de hausse de la demande pendant le premier semestre. La baisse de prix des commodités à partir de septembre ainsi que la diminution de la demande ont permis de contenir la hausse des prix en fin d'année.

En **Belgique**, les prix *spot* ont augmenté de 140,4 €/MWh par rapport à l'année 2021, s'établissant en moyenne à 244,5 €/MWh en 2022.

Cette hausse s'explique par la forte augmentation des prix du gaz et du CO₂ malgré une baisse prononcée de la demande, notamment pendant le dernier trimestre 2022.

(1) **France** : cotation moyenne de la veille sur la bourse EPEXSPOT pour une livraison le jour même ;

Belgique : cotation moyenne de la veille sur la bourse Belpex pour une livraison le jour même ;

Royaume-Uni : cotation moyenne EDF Trading de la veille pour une livraison le jour même, sur le marché de gré à gré ;

Italie : cotation moyenne de la veille sur la bourse GME pour une livraison le jour même.

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

	France	Royaume-Uni	Italie	Belgique
Moyenne du prix du contrat annuel 2023 à terme en base en 2022 (€/MWh)	368,5	289,8	269,7	253,2
Variation 2022/2021 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en base	+ 285,9 %	+ 201,8 %	+ 178,4 %	+ 194,2 %
Prix à terme du contrat annuel 2023 en base en fin d'année 2022 (€/MWh)	271,7	243,2	223,0	206,0
Moyenne du prix du contrat annuel 2023 à terme en pointe en 2022 (€/MWh)	600,7	350,1	308,1	315,4
Variation 2022/2021 des moyennes des prix des contrats annuels à terme en pointe	+ 390,4 %	+ 216,4 %	+ 189,7 %	+ 206,8 %
Prix à terme du contrat annuel 2023 en pointe en fin d'année 2022 (€/MWh)	367,9	321,7	268,3	253,2

Dans toute l'Europe, les contrats annuels à terme de l'électricité en base et en pointe sont en forte hausse par rapport à l'année 2021 du fait principalement de la hausse des prix des commodités (gaz, charbon et CO₂).

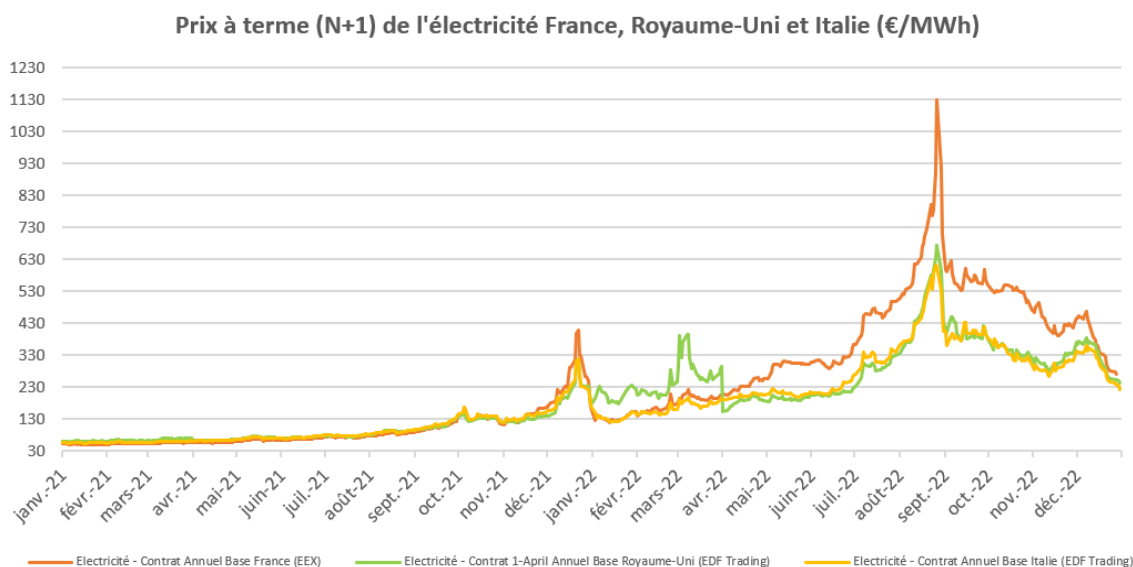
En **France**, le contrat annuel en base pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 368,5 €/MWh en 2022, en hausse de 285,9 % par rapport à l'année 2021. Cette augmentation reflète la hausse des prix des commodités et l'anticipation par le marché d'un équilibre offre-demande tendu en raison de la faible disponibilité nucléaire prévisionnelle. Le prix à terme N+1 a augmenté pendant tout le premier semestre pour atteindre 1 130 €/MWh, le 26 août 2022. Il a nettement reculé pendant le second semestre et clôturé l'année à 271,7 €/MWh. En effet, le niveau élevé de stocks de gaz et l'importation de GNL, ainsi que des températures plus douces ont rassuré les marchés.

Au **Royaume-Uni**, le contrat annuel *April Ahead* en base a augmenté de 201,8 % par rapport à 2021, dans le sillage du prix des commodités, pour s'établir à 289,8 €/MWh en moyenne sur l'année 2022.

En **Italie**, le contrat annuel pour l'année N+1 s'établit en moyenne à 269,7 €/MWh en 2022 soit une hausse de + 178,4 % par rapport à l'année 2021. Cette évolution est liée à l'augmentation des prix des commodités depuis le début de l'année. Le prix du CO₂ est resté volatile pendant toute l'année en hausse soutenant ainsi le prix de l'électricité. Ce dernier a augmenté sur l'année du fait de la part élevée du gaz dans le mix électrique italien.

En **Belgique**, le contrat annuel pour l'année N+1 en base est en hausse de 194,2 % par rapport à 2021, s'établissant en moyenne à 253,2 €/MWh en 2022 du fait de la hausse des prix des commodités.

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



(1) **France** : cotation EEX de l'année suivante ;

Belgique et Italie : cotation moyenne EDF Trading de l'année suivante ;

Royaume-Uni : cotation moyenne ICE des contrats annuels avril 2021 puis avril 2022 (au Royaume-Uni, la livraison du contrat annuel a lieu du 1er avril au 31 mars).

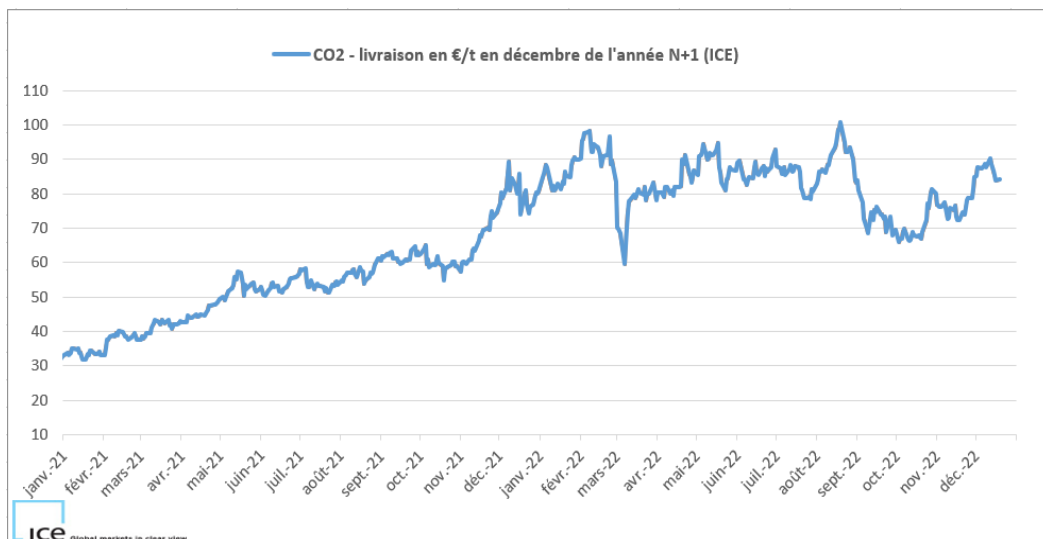
Évolution du prix des quotas d'émission de CO₂

Le prix du certificat d'émission de CO₂ pour livraison en décembre N+1 s'est établi en moyenne à 82,8 €/t en 2022, en très nette hausse par rapport à 2021 (+ 53,4 % ou + 28,8 €/t).

En début d'année, la guerre en Ukraine a provoqué une forte volatilité des prix. La réduction des approvisionnements en gaz en provenance de Russie a poussé de nombreux Etats européens à envisager un recours accru au charbon et donc à acquérir des quotas d'émissions. Les prix ont également évolué au gré des prises de positions d'acteurs purement financiers contribuant à la volatilité du quota dès le début d'année.

L'accord européen signé en fin d'année sur la réforme du marché du CO₂ vise un plafond d'émission d'ici à 2030 abaissé à - 62 % par rapport au niveau de 2005 (à comparer au - 43 % de la législation actuelle). Il se traduira par une diminution de 2 Mds€ des quotas. De plus, un accord a été trouvé sur la suppression graduelle des allocations gratuites de quotas qui seront remplacées par le CBAM (mécanisme d'ajustement carbone au frontière, qui vise à tenir compte de l'empreinte carbone des produits importés).

→ Évolution du prix des quotas de CO₂ en €/t – livraisons en €/t en décembre de l'année N+1 (ICE) ⁽¹⁾



Prix des combustibles fossiles ⁽²⁾

	Charbon (US\$/t)	Pétrole (US\$/bbl)	Gaz naturel (€/MWhg)
Moyenne 2022	221,7	99,1	82,8
Variation 2022/2021 des moyennes annuelles	+ 133,8 %	+ 39,7 %	+ 178,5 %
Plus haut sur l'année 2022	342,4	128,0	231,5
Plus bas sur l'année 2022	90,8	76,1	29,4
Prix au 31 décembre 2022	184,5	85,9	69,6
Prix au 31 décembre 2021	99,3	77,8	50,0

Le prix du **charbon** pour livraison en Europe pour l'année N+1 s'est établi en moyenne à 221,7 \$/t en 2022 (+ 133,8 % ou 126,8 \$/t par rapport à l'année 2021).

Plusieurs facteurs expliquent la forte augmentation et la volatilité du prix du charbon :

- la crise énergétique depuis octobre 2021, en particulier sur le marché du gaz, a entraîné un recours accru aux moyens charbon et une baisse des stocks en Europe ;
- des aléas climatiques défavorables (en Indonésie et en Australie) et des difficultés de transport ferroviaire réduisant les exports (Australie et Afrique du Sud) ;
- la réduction de la demande chinoise en raison des confinements successifs, contrebalancée par les besoins indiens en lien avec la croissance du pays et des vagues de chaleur locales ;
- l'embargo sur le charbon russe à partir du 15 août 2022 décidé par l'Union Européenne début avril 2022 ;
- la réduction des flux de gaz en provenance de Russie conduisant plusieurs pays européens à prendre des mesures de relance de la production d'électricité à partir de centrales à charbon.

Le cours a cependant baissé en fin d'année en raison des stocks de charbon dans les ports européens proches des plus hauts historiques.

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

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

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

Gaz naturel : cotation moyenne ICE sur le marché de gré à gré pour une livraison commençant en octobre de l'année suivante en France (PEG Nord - en €/MWhg).

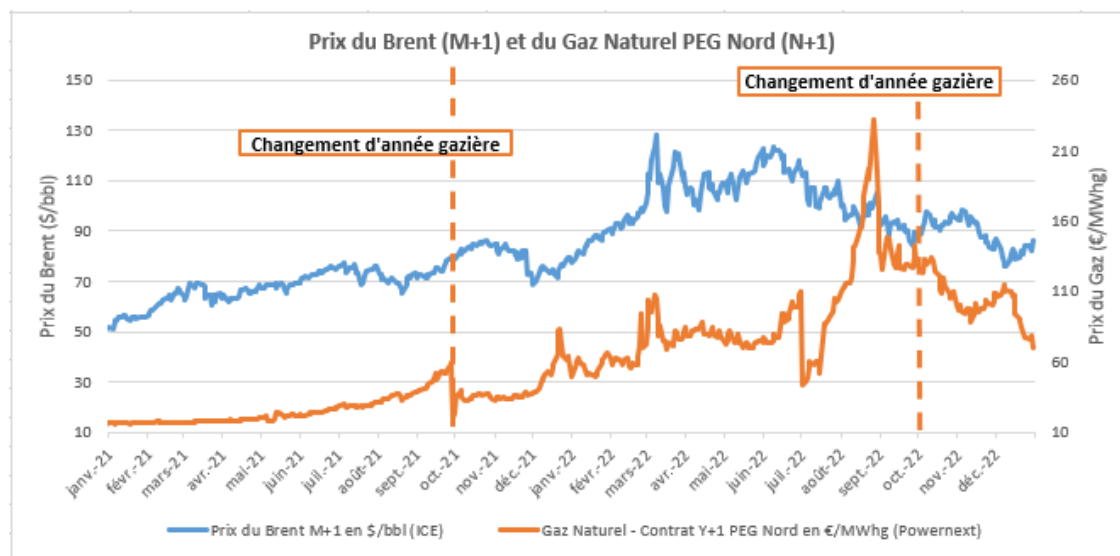
Le prix du **pétrole** s'est établi en moyenne à 99,1 \$/bbl sur l'année 2022 (+ 39,7 % ou 28,2 \$/bbl par rapport à l'année 2021). Dans un contexte de marché tendu, les prix ont été soutenus par une contraction de l'offre et les tensions géopolitiques.

Les embargos décidés par l'Union Européenne, le Royaume-Uni et les Etats-Unis, dans le contexte de la guerre en Ukraine, ont maintenu le prix à des niveaux élevés. Tout au long de l'année, le cours a évolué selon les tensions géopolitiques lié à la guerre d'une part, le risque de récession mondiale et les confinements successifs décidés en Chine pour lutter contre l'épidémie de covid-19 sévissant dans le pays d'autre part.

Le **prix du contrat annuel gazier** pour livraison en année N+1 sur PEG s'établit en moyenne à 82,8 €/MWhg en 2022 (+ 178,5 % ou + 53,1 €/MWh par rapport à l'année 2021). La crise énergétique déjà installée depuis octobre 2021 s'est exacerbée en 2022 avec la guerre en Ukraine. La réduction successive des flux de gaz en provenance de Russie a poussé les prix à des niveaux historiques, culminant à 231,5 €/MWhg le 26 août 2022.

Cependant, les tensions se sont fortement atténuées suite à l'annonce par l'Union Européenne d'une intervention coordonnée sur les marchés du gaz et de l'électricité début septembre. Par la suite, le haut niveau des stocks européens pendant l'ensemble du dernier trimestre et l'arrivée massive de GNL en Europe ont permis une détente du prix.

→ Évolution du prix du gaz naturel et du pétrole



2.2 Consommation d'électricité et de gaz naturel

Consommation d'électricité et de gaz en France

La **consommation d'électricité** en France affiche une baisse de 21 TWh, soit - 4,5 %. Les températures plus douces pendant l'hiver 2021 - 2022 ont entraîné une baisse de 8 TWh de consommation pour le chauffage. Néanmoins, la forte chaleur pendant l'été a entraîné une hausse de la consommation de plus de 3 TWh principalement pour l'utilisation de la climatisation. Par ailleurs, la sensibilisation à la sobriété auprès des clients et la forte hausse des prix, conduisant certaines entreprises à réduire leur activité, ont contribué à cette tendance. Les baisses de consommation ont atteint plus de 10% en décembre.

La **consommation en gaz** sur l'année 2022 a baissé de 9,8 % par rapport à 2021 en raison d'un temps doux et de prix plus élevés qui ont limité la demande.

Consommation d'électricité et de gaz au Royaume-Uni

En 2022, la **consommation d'électricité** et la **consommation de gaz** ont baissé respectivement de 6 % et de 15 % par rapport à 2021. Elles s'expliquent principalement par des prix plus élevés et par un climat plus doux.

Consommation d'électricité et de gaz en Italie

En 2022, la **consommation d'électricité** en Italie ⁽¹⁾ s'est établie à 315,6 TWh, en réduction de 0,8 % par rapport à 2021. Pendant le premier semestre, elle a augmenté dans un contexte de reprise de l'activité après la crise sanitaire et de températures plus élevées enregistrées en mai et juin qui ont augmenté les besoins de climatisation. En revanche, elle a légèrement baissé au second semestre en raison d'un climat plus doux.

La **demande de gaz naturel** en Italie s'est établie à 69 bcm en réduction de 9,6 % par rapport à 2021. La consommation industrielle a diminué de 15,0 % en raison de la forte augmentation des coûts des matières premières et des commodités. Et la consommation résidentielle a reculé de 11,4 % en raison d'un climat doux et de prix élevés.

2.3 Tarifs de l'électricité et du gaz naturel

En **France**, les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté le 1er février 2022 + 4 % TTC en moyenne, pour l'ensemble des consommateurs, résidentiels ou professionnels. Cette augmentation résulte de la mise en place d'un « bouclier tarifaire » décidé par le gouvernement et destiné à protéger les consommateurs face à la hausse exceptionnelle des prix de l'énergie. Les tarifs réglementés de vente d'électricité HT ont été gelés jusqu'à la fin de l'année 2022 dans le cadre du « bouclier tarifaire ». Ainsi, le 1^{er} août 2022, l'augmentation proposée par la Commission de Régulation de l'Énergie de 4,10 % HT pour les clients résidentiels (et 3,73 % pour les clients professionnels) n'a pas été appliquée.

Au **Royaume-Uni**, un plafonnement des tarifs variables résidentiels de l'électricité et du gaz (SVT) a été mis en place au 1^{er} janvier 2019. Le niveau du plafond était actualisé tous les 6 mois pour tenir compte notamment de l'évolution des prix de marché pendant les 6 mois précédents. La forte augmentation des coûts d'approvisionnement liée à la hausse des prix de l'énergie depuis septembre 2021 n'a été reflétée que progressivement dans les tarifs SVT du fait de cette formule, avec deux hausses successives de 54 % en avril 2022 et 80 % en octobre 2022.

En conséquence, l'Ofgem a mené des consultations concernant la méthodologie de plafonnement des prix afin de s'assurer que celle-ci reflète de manière appropriée les coûts, les risques, ainsi que les incertitudes auxquelles sont confrontés les fournisseurs. Celles-ci ont notamment abouti à la mise en place de premières mesures de stabilisation en cas de trop forte variation des prix ainsi qu'à une fréquence trimestrielle de mise à jour du plafond SVT à partir d'octobre 2022.

Compte tenu des fortes augmentations des tarifs SVT, le gouvernement britannique a également annoncé des mesures de soutien aux consommateurs avec notamment un rabais sur la facture d'énergie de 400 £, une limitation de la facture d'électricité et de gaz à 2 500 £ puis à 3 000 £ par an pour un foyer type (la différence étant financée par le gouvernement), ainsi que d'autres aides pour les foyers les plus vulnérables. Un dispositif similaire de limitation du prix de gros appliqué aux clients professionnels a également été mis en place d'octobre 2022 à mars 2023.

En **Italie**, le prix moyen 2022 du tarif d'électricité PUN TWA (*Single National Time Weighted Average*) s'est établi à un niveau de 304 €/MWh, en hausse de 142,3 % par rapport à 2021 (125,5 €/MWh). Cette hausse s'explique par la crise énergétique et l'instabilité géopolitique provoquée par la guerre en Ukraine. Pendant les neuf premiers mois, le PUN s'est établi à un niveau sensiblement plus haut qu'en 2021, pour revenir à un niveau similaire à celui de 2021. Le prix du gaz spot a augmenté de 165,9 % par rapport à 2021 pour s'établir à 129 c€/smc en raison des tensions géopolitiques, de l'incertitude croissante sur l'offre de gaz par gazoduc en provenance de Russie et de l'équilibre précaire entre l'offre et la demande.

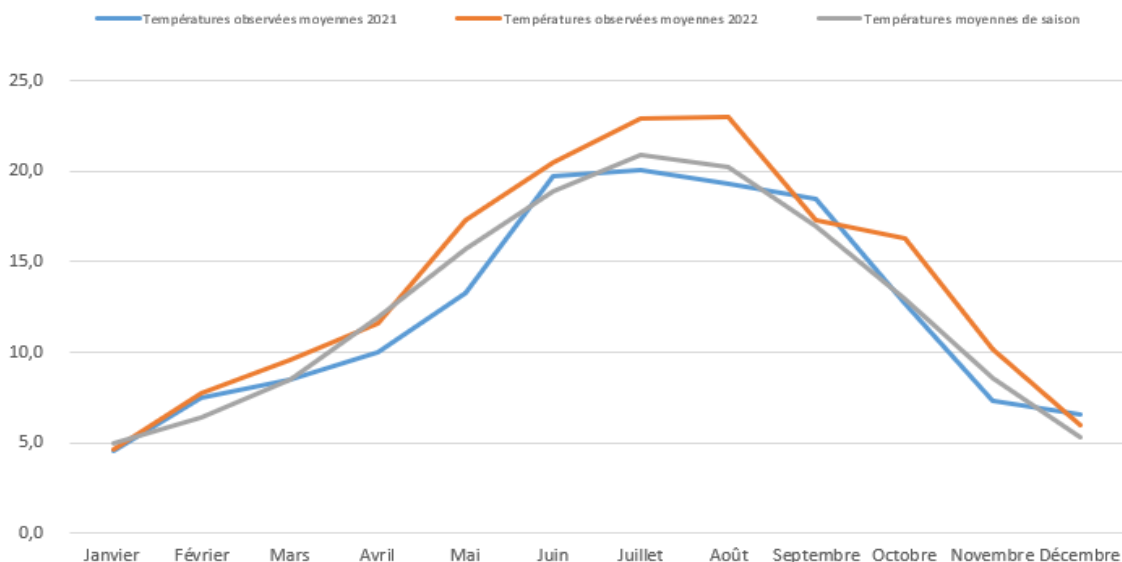
(1) Données Italie : données brutes et données communiquées par Terna, réseau électrique national italien, retraitées par Edison.

2.4 Conditions climatiques : températures et pluviométrie

Températures en France

Avec une température moyenne en France de 14°C, 2022 a été l'année la plus chaude depuis 1980 ⁽¹⁾. Les mois de mai et d'octobre ont été particulièrement chauds (les plus chauds depuis 1980). Ainsi, 253 jours ont connu des températures supérieures à la normale. L'année 2022 a contribué au réchauffement en France poursuivant la tendance linéaire d'environ + 0,4°C par décennie.

Températures ^{(1) (2)} mensuelles moyennes en France



(1) Moyenne des températures relevées dans 32 villes, pondérée par leur consommation électrique.

(2) Données Météo France.

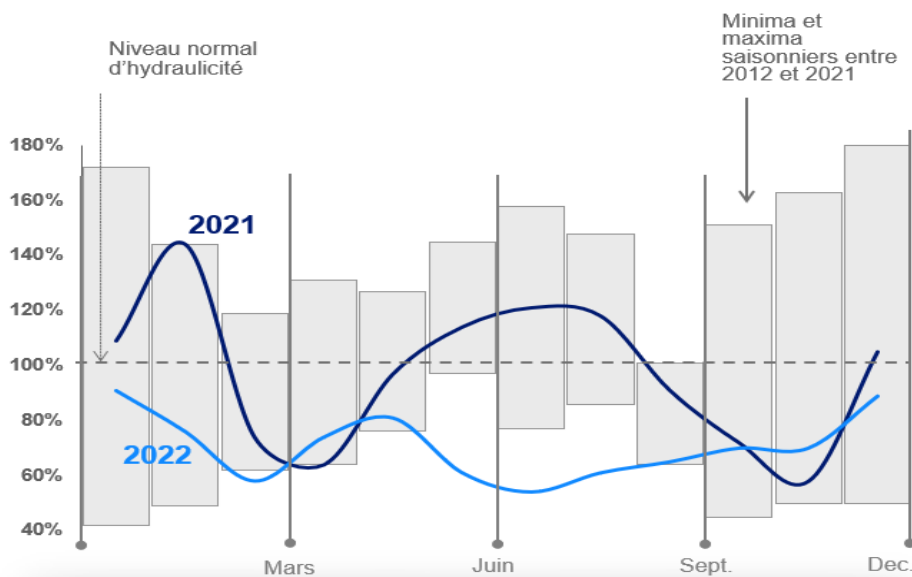
Pluviométrie en France

L'année 2022 a été marquée par une hydraulicité historiquement basse.

Le niveau de remplissage des réservoirs au début de l'été était particulièrement bas. Il s'explique par la situation de pré-sécheresse et un stock neigeux accumulé durant l'hiver 2021/22 particulièrement faible, associé à une fonte nivale rapide concentrée sur le mois de mai. Le déficit pluviométrique important s'est poursuivi pendant l'été, auquel se sont ajoutées 3 canicules intenses entraînant des niveaux de débit des fleuves particulièrement bas.

Les précipitations du second semestre ont permis une remontée progressive de l'hydraulicité qui est restée déficitaire avec un indice annuel le plus faible depuis plus de 60 ans à 0,71 contre 0,94 en 2021.

Hydraulicité en France *



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

3 ANALYSE DE L'ACTIVITÉ ET DU COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ POUR 2022 ET 2021

La présentation et les commentaires du compte de résultat consolidé pour 2022 et 2021 se déclinent par segment (France - Activités de production et commercialisation, France - Activités régulées, EDF Renouvelables, Dalkia, Framatome, Royaume-Uni, Italie, Autre international et Autres métiers) pour le chiffre d'affaires et l'EBE. Le résultat d'exploitation et le résultat net font l'objet d'une analyse globale.

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021
Chiffre d'affaires	143 476	84 461
Achats de combustible et d'énergie	(121 010)	(44 299)
Autres consommations externes ⁽¹⁾	(9 420)	(8 595)
Charges de personnel	(15 236)	(14 494)
Impôts et taxes	(3 163)	(3 330)
Autres produits et charges opérationnels	367	4 262
EBE	(4 986)	18 005
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de trading	(849)	(215)
Dotations aux amortissements	(11 079)	(10 789)
(Pertes de valeur)/reprises	(1 762)	(653)
Autres produits et charges d'exploitation	(687)	(1 123)
Résultat d'exploitation	(19 363)	5 225
Coût de l'endettement financier brut	(1 730)	(1 459)
Effet de l'actualisation	174	(2 670)
Autres produits et charges financiers	(1 997)	4 489
Résultat financier	(3 553)	360
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	(22 916)	5 585
Impôts sur les résultats	3 926	(1 400)
Quote-part de résultat net des entreprises associées et des coentreprises	759	644
Résultat net des activités en cours de cession	6	(1)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	(18 225)	4 828
Dont Résultat net – part du Groupe	(17 940)	5 113
<i>Résultat net des activités poursuivies</i>	(17 946)	5 114
<i>Résultat net des activités en cours de cession</i>	6	(1)
Dont Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(285)	(285)
<i>Activités poursuivies</i>	(285)	(285)
<i>Activités en cours de cession</i>	-	-

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

3.1 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires s'élève à 143 476 millions d'euros en 2022, en hausse de 59 015 millions d'euros (+ 69,9 %) par rapport à 2021. Hors effets de change (+ 501 millions d'euros) et hors effets de périmètre (- 131 millions d'euros), le chiffre d'affaires est en hausse organique de 69,4 %.

Évolution du chiffre d'affaires Groupe et par segment

<i>(en millions d'euros)</i>	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	143 476	84 461	59 015	69,9	69,4

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

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France – Activités de production et commercialisation ⁽¹⁾	48 686	33 182	15 504	46,7	46,7
France – Activités régulées ⁽²⁾	18 082	17 564	518	2,9	2,9
EDF Renouvelables	2 158	1 767	391	22,1	17,5
Dalkia	6 663	5 196	1 467	28,2	28,2
Framatome	4 122	3 362	760	22,6	16,8
Royaume-Uni	16 098	10 114	5 984	59,2	61,3
Italie	29 302	11 212	18 090	161,3	160,1
Autre international	5 659	3 353	2 306	68,8	57,7
Autres métiers	19 724	3 905	15 819	n.a	n.a
Éliminations inter-segments	(7 018)	(5 194)	(1 824)	n.a	n.a
Chiffre d'affaires du Groupe	143 476	84 461	59 015	69,9	69,4

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

(2) Activités qui regroupent les activités de distribution en métropole, assurées par Enedis, les activités insulaires et celles d'Électricité de Strasbourg. Les activités de réseaux de distribution en métropole sont régulées via les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité (TURPE). Enedis est une filiale indépendante d'EDF au sens des dispositions du code de l'énergie.

n.a : non applicable

France – Activités de production et commercialisation

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités de production et commercialisation** s'élève à 48 686 millions d'euros, en hausse de 15 504 millions d'euros (+ 46,7 % en organique).

Sur le marché Aval, la forte hausse des prix de marché entraîne une hausse des recettes de 7 232 millions d'euros, montant intégrant l'impact du bouclier tarifaire visant à limiter la hausse à 4 % TTC des tarifs réglementés de vente d'électricité (notamment hausse du plafond ARENH et bouclier tarifaire) pour - 1 410 millions d'euros (sans impact en EBE).

Le climat plus doux en 2022 a un impact négatif de 478 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires lié aux ventes ARENH aux fournisseurs alternatifs est en hausse de 895 millions d'euros du fait de la mise à disposition de volumes additionnels décidée par décret au mois de mars (effet négatif en EBE).

La revente de l'électricité issue des obligations d'achat est en hausse de 4 956 millions d'euros, en raison principalement de la hausse des prix de marché *spot* et *forward* depuis le troisième trimestre 2021 (effet neutre en EBE avec le mécanisme de compensation par la CSPE des charges liées aux obligations d'achat).

Les ventes de capacité aux enchères ont également un impact positif de 570 millions d'euros.

Enfin, les filiales des activités commerciales et agrégateurs, ainsi que les ventes de gaz à hauteur de + 2 404 millions d'euros contribuent à la hausse du chiffre d'affaires (sans impact significatif sur l'EBE).

Bilan électrique

La production nucléaire en France s'établit à 279 TWh, en baisse de 81,7 TWh par rapport à 2021. Cette baisse s'explique principalement par les arrêts de tranches liés aux contrôles de détection et aux réparations de la corrosion sous contrainte. La production hydraulique brute s'élève à 32,4 TWh ⁽¹⁾, en baisse de 9,4 TWh par rapport à 2021. Cette baisse est liée principalement à une hydraulité très faible en 2022 (voir section 2.4 « Conditions climatiques : températures et pluviométrie »).

En conséquence, les centrales thermiques ont été sollicitées à hauteur de 11,2 TWh, soit + 0,7 TWh par rapport à 2021, dans un contexte de conditions de prix favorables et malgré l'arrêt d'une tranche à charbon du Havre fin mars 2021.

Les volumes vendus aux clients finaux (segment de marché qui comprend les Entreprises Locales de Distribution et qui exclut les opérateurs étrangers) sont en baisse de 12,8 TWh, dont 5,9 TWh liés à l'impact du climat. La baisse des consommations (principalement en fin d'année grâce à une meilleure sobriété énergétique) est estimée à - 5,4 TWh.

EDF est acheteur net sur les marchés de gros à hauteur de 13,8 TWh, du fait de la forte baisse des productions nucléaire et hydraulique, alors qu'il était vendeur net en 2021 à hauteur de 69,5 TWh.

(1) Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 25 TWh (35,9 TWh en 2021).

France – Activités régulées

Le chiffre d'affaires du segment **France - Activités régulées** s'élève à 18 082 millions d'euros, en hausse de 518 millions d'euros (+ 2,9 %) par rapport à 2021.

Les chiffres d'affaires d'Électricité de Strasbourg et de SEI-PEI sont en hausse de + 653 millions d'euros en lien avec la hausse des prix du marché du gaz et la hausse HT des TRV.

La baisse du chiffre d'affaires d'Enedis ⁽¹⁾ de 130 millions d'euros est liée essentiellement à un effet volume (- 345 millions d'euros) et à un effet climat défavorable (- 365 millions d'euros). Ces effets sont partiellement compensés par un effet prix favorable (+ 526 millions d'euros) du fait notamment de l'évolution de l'indexation du TURPE 6 distribution d'une part, et de la hausse des recettes liées aux raccordements (+ 66 millions d'euros) d'autre part.

EDF Renouvelables

Le chiffre d'affaires d'**EDF Renouvelables** s'élève à 2 158 millions d'euros, en hausse organique de 310 millions d'euros (+ 17,5 %) par rapport à 2021 grâce à une meilleure production des parcs en exploitation. Les volumes produits s'élèvent à 20,6 TWh à fin 2022, en hausse organique de 21 % par rapport à 2021, du fait en particulier des mises en services réalisées au second semestre 2021 et en 2022 et de meilleures conditions de vent, notamment en Amérique du Nord, au Royaume-Uni et au Brésil. Des effets prix positifs au Royaume-Uni, contribuent aussi à cette croissance.

Dalkia

Le chiffre d'affaires de **Dalkia** s'élève à 6 663 millions d'euros, en hausse organique de 1 466 millions d'euros (+ 28,2 %) par rapport à 2021.

Cette évolution est principalement liée à la forte hausse du prix du gaz qui a plus que doublé par rapport à 2021. Le chiffre d'affaires bénéficie également du dynamisme commercial au Royaume-Uni et en France.

Framatome

Le chiffre d'affaires de **Framatome** s'élève à 4 122 millions d'euros en 2022, en croissance organique de 16,8 % par rapport à 2021.

Une part significative du chiffre d'affaires est réalisée avec le Groupe. Cette croissance s'explique par un niveau d'activité plus soutenu avec le Groupe.

Royaume-Uni

Le chiffre d'affaires du **Royaume-Uni** s'élève à 16 098 millions d'euros, en hausse organique de 6 203 millions d'euros (+ 61,3 %) par rapport à 2021.

Cette augmentation s'explique principalement par l'impact de la hausse des prix de l'énergie et à une production nucléaire en hausse de 1,9 TWh à 43,6 TWh, liée à une bonne disponibilité du parc et à un programme de maintenance moins chargé, malgré la fermeture de Hunterston B en janvier et de Hinkley Point B en août 2022.

Italie

Le chiffre d'affaires de l'Italie s'élève à 29 302 millions d'euros, en hausse organique de 17 952 millions d'euros (+ 160,1 %) par rapport à 2021.

Dans les activités gaz, le chiffre d'affaires est en forte croissance, en lien avec la hausse des prix sur l'ensemble des marchés (avec toutefois un effet limité sur la marge). Cette tendance s'explique également par une hausse des volumes vendus.

Dans les activités électricité, la croissance du chiffre d'affaires des activités électricité est également liée à la très forte hausse des prix de marché, avec un impact limité en EBE.

Autre international

Le segment **Autre international** regroupe principalement les activités en Belgique, aux États-Unis, au Brésil et en Asie (Chine, Vietnam et Laos). Le chiffre d'affaires de ce segment s'élève à 5 659 millions d'euros, en hausse organique de 1 936 millions d'euros par rapport à 2021 (+ 57,7 %).

En Belgique ⁽²⁾, le chiffre d'affaires est en hausse organique de 1 918 millions d'euros (+ 76,6 %) par rapport à 2021. Cette évolution résulte de la hausse des prix d'électricité et du gaz ainsi que celle des volumes vendus aux clients. Le portefeuille clients est en légère progression malgré un contexte de marché marqué par une forte intensité concurrentielle. Le parc thermique, plus fortement sollicité a permis une augmentation des services rendus au système électrique. Le parc éolien est en développement, avec une capacité nette installée de 620 MW à fin 2022. En revanche, la sécheresse a pesé sur la performance des actifs hydrauliques.

Au Brésil, le chiffre d'affaires est en baisse de 43 millions d'euros en organique (- 6,9 %), du fait notamment de la baisse des ventes à l'export. En 2022, l'effet change est favorable (appréciation du Réal Brésilien face à l'Euro).

Au Vietnam, le chiffre d'affaires est en progression de 67 millions d'euros en organique (+ 34,0 %) en lien avec une augmentation du prix du gaz (en *pass through* donc sans impact en EBE).

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

(2) La Belgique comprend Luminus et EDF Belgium

Autres métiers

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

Le chiffre d'affaires du segment s'élève à 19 724 millions d'euros, en hausse organique de 16 033 millions d'euros par rapport à 2021.

- Le chiffre d'affaires des **activités gazières** s'élève à 12 410 millions d'euros, en augmentation organique de 10 550 millions d'euros par rapport à 2021. Cette évolution s'explique essentiellement par l'effet favorable de la hausse des prix de marché de gros du gaz (+6 945 millions d'euros) et celle des volumes vendus (+5 464 millions d'euros).
- Le chiffre d'affaires d'**EDF Trading** s'élève à 7 038 millions d'euros, en hausse organique de 5 457 millions d'euros par rapport à 2021, expliqué par la performance des activités en Europe et aux Etats-Unis, dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités.

3.2 EBE

L'EBE consolidé du Groupe s'élève à - 4 986 millions d'euros au 31 décembre 2022, en baisse organique de 128,2 % par rapport à 2021. Malgré une forte hausse du chiffre d'affaires soutenue par les prix de l'électricité et du gaz, l'EBE est en net recul en 2022. Cette baisse s'explique, en France, essentiellement par le recul de la production nucléaire en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte, par l'impact des mesures réglementaires exceptionnelles en vue de limiter la hausse des prix pour les consommateurs en 2022 et, dans une moindre mesure, par la baisse de la production hydraulique. Ces événements ont conduit le Groupe à acheter de l'électricité dans un contexte de prix de marché très élevés. L'EBE bénéficie en revanche de la performance exceptionnelle d'EDF Trading dans un contexte de forte volatilité des marchés, et d'une meilleure production nucléaire au Royaume-Uni.

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	143 476	84 461	59 015	69,9	69,4
Achats de combustible et d'énergie	(121 010)	(44 299)	(76 711)	173,2	173,0
Autres consommations externes	(9 420)	(8 595)	(825)	9,6	8,4
Charges de personnel	(15 236)	(14 494)	(742)	5,1	4,2
Impôts et taxes	(3 163)	(3 330)	167	- 5,0	- 6,2
Autres produits et charges opérationnels	367	4 262	(3 895)	- 91,4	- 93,1
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION (EBE)	(4 986)	18 005	(22 991)	n.a	n.a

Évolution et analyse de l'EBE Groupe

- Les **achats de combustible et d'énergie** du Groupe s'établissent à 121 010 millions d'euros en 2022, en hausse organique de 76 627 millions d'euros (+ 173 %) par rapport à 2021.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les achats de combustibles et d'énergie sont en hausse organique de 42,2 milliards d'euros en raison des achats d'énergie importants à prix élevés pour compenser le recul de la production nucléaire et hydraulique et des achats pour fournir les volumes supplémentaires d'ARENH aux fournisseurs alternatifs.
 - Au **Royaume-Uni**, la hausse organique des achats de combustible et d'énergie de 5 029 millions d'euros (+ 63,4 %) est principalement liée à l'impact de la hausse des prix de marché lors des rachats d'énergie.
 - En **Italie**, la hausse organique de 17 675 millions d'euros (+ 191 %), est essentiellement liée à la hausse du prix sur le marché de gros et des volumes de gaz.
- Les **autres consommations externes** du Groupe s'élèvent à 9 420 millions d'euros, en hausse organique de 722 millions d'euros (+ 8,4 %) par rapport à 2021.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les autres consommations externes sont en hausse organique de 216 millions d'euros (+ 8,6 %). Cette augmentation reflète notamment les achats liés au développement des activités de service aux clients finaux et le développement des projets d'ingénierie, ainsi que la hausse générale des prix.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, la hausse organique de 57 millions d'euros (+ 3,8 %) reflète la hausse de la production immobilisée en lien avec l'activité de raccordement au réseau.
 - Au **Royaume-Uni** les autres consommations externes sont en baisse organique de 99 millions d'euros (- 14,8 %) principalement du fait du transfert au Nuclear Liability Fund des charges des centrales fermées définitivement (Dungeness B et Hunterston B).
 - EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 115 millions d'euros (+ 16,7 %) du fait principalement du développement du portefeuille de projets.
 - Dalkia** enregistre une hausse organique de 174 millions d'euros (+ 9,4 %) reflétant le développement commercial soutenu, notamment dans les travaux au Royaume-Uni et en France.

- Les **charges de personnel** du Groupe s'établissent à 15 236 millions d'euros, en hausse organique de 615 millions d'euros (+ 4,2 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, les charges de personnel sont en hausse organique de 158 millions d'euros (+ 2,6 %), principalement liée aux négociations salariales, compensée en partie par l'effet positif de la hausse du taux d'actualisation des provisions pour engagement du personnel.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, les charges de personnel ont légèrement augmenté de + 18 millions d'euros en hausse organique de 0,6 % expliquée par l'effet volume des effectifs et limité par l'effet du taux d'actualisation.
 - **EDF Renouvelables** enregistre une hausse organique de 90 millions d'euros (+ 20,5 %) en lien, d'une part à l'augmentation des effectifs, notamment liée à la croissance des activités de développement et construction, et d'autre part, à l'inflation salariale particulièrement marquée aux Etats-Unis et au Brésil.
 - **Dalkia** enregistre une hausse organique de 94 millions d'euros (+ 8,1 %) qui résulte d'une augmentation des effectifs associée au développement des activités de services et de travaux ainsi qu'à un contexte d'inflation salariale.
 - Au **Royaume-Uni**, les charges de personnel sont en baisse organique de 114 millions d'euros (- 9,7 %) expliquée par le paiement de transition lié à la réforme du régime de retraite des salariés en 2021 sans équivalent en 2022, et de la baisse des effectifs en 2022.
- Les **impôts et taxes** s'élèvent à 3 163 millions d'euros en 2022, en baisse organique de 205 millions d'euros (- 6,2 %) par rapport à 2021.
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique de 263 millions d'euros (- 13,4 %) est principalement due aux impôts liés à la valeur ajoutée compte tenu des résultats de ce segment.
- Les **autres produits et charges opérationnels** correspondent à un produit net de 367 millions d'euros en 2022, en baisse organique de 3 968 millions d'euros par rapport à 2021 (- 93,1 %).
 - Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la baisse organique du produit net de 3 429 millions d'euros est notamment liée à une diminution de la compensation CSPE (neutre en EBE) en lien avec la hausse des prix de marché *spot*.
 - Sur le segment **France - Activités régulées**, la hausse organique de 63 millions d'euros (+ 3,9 %) s'explique essentiellement par une augmentation de la CSPE pour SEI liée aux mécanismes de compensation des surcoûts dans les îles.
 - **EDF Renouvelables** enregistre une baisse organique de 129 millions d'euros (- 35,8 %) provenant notamment d'un impact moindre des opérations de cessions.

Évolution et analyse de l'EBE par segment

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %	Variation organique en %
France - Activités de production et commercialisation	(23 144)	7 394	- 30 538	n.a	n.a
France - Activités régulées	6 723	5 992	731	12,2	12,2
EDF Renouvelables	909	815	94	11,5	5,8
Dalkia	333	378	- 45	-11,9	-14,3
Framatome	328	310	18	5,8	0,3
Royaume-Uni	1 325	(21)	1 346	n.a	n.a
Italie	1 115	1 046	69	6,6	4,3
Autre international	336	267	69	25,8	14,6
Autres métiers	7 089	1 824	5 265	n.a	n.a
EBE GROUPE	(4 986)	18 005	(22 991)	n.a	n.a

n.a. : non applicable

France - Activités de production et commercialisation

Le recul de la production nucléaire, essentiellement lié aux contrôles et réparations de la corrosion sous contrainte, a un impact estimé à - 29 137 millions d'euros en EBE ⁽¹⁾, compte tenu des achats rendus nécessaires dans un contexte de prix de marché très élevés.

De plus, les mesures réglementaires exceptionnelles adoptées en France par le gouvernement, afin de limiter la hausse des prix de vente aux consommateurs en 2022, ont pénalisé l'EBE pour un montant estimé à - 8 212 millions d'euros ⁽²⁾. Avant ces mesures réglementaires, l'EBE bénéficie de la hausse des prix de marché se répercutant sur les prix aux clients pour un montant estimé à 8 679 millions d'euros ⁽³⁾.

La production hydraulique diminue du fait de la très faible hydraulité, générant une baisse de l'EBE pour environ 2 536 millions d'euros.

Enfin, le retour de clients chez EDF au tarif réglementé a impact négatif en EBE compte-tenu de l'achat des volumes correspondants sur le marché à prix très élevés.

France - Activités régulées

La hausse de l'EBE s'explique principalement par la rétrocession accordée par RTE au titre des recettes d'interconnexions pour un montant estimé à 1,7 milliard d'euros ⁽⁴⁾. De plus, l'évolution du TURPE a un effet favorable estimé à 0,5 milliard d'euros ⁽⁵⁾.

Cette progression est cependant limitée par un effet prix défavorable sur les achats de pertes pour un montant estimé à - 1 milliard d'euros et une baisse des volumes distribués de 19,1 TWh pour un montant estimé à 0,4 milliard d'euros.

EDF Renouvelables

La progression de l'EBE est principalement due à la hausse de 21 % de la production. En 2021, la vague de froid extrême au Texas a eu un impact estimé à - 95 millions d'euros en EBE sans équivalent en 2022.

L'EBE est pénalisé par la hausse des frais de développement en lien avec le développement du portefeuille de projets, dans un contexte d'inflation.

Dalkia

La baisse de l'EBE s'explique principalement par le plafonnement des prix du gaz des cogénérations sous obligation d'achat et leur arrêt anticipé du fait du décalage de l'hiver tarifaire.

Framatome

Le niveau d'activité de la Base Installée en Amérique du Nord est soutenu. Néanmoins, les ventes de combustibles aux Etats-Unis sont en baisse.

Les prises de commandes s'établissent à environ 3,7 milliards d'euros fin 2022 en légère amélioration par rapport à fin 2021 notamment grâce aux activités Combustible et Base Installée en Amérique du Nord.

Royaume-Uni

L'EBE progresse grâce à la hausse de la production nucléaire, permettant la vente de volumes supplémentaires dans un contexte de prix élevés, alors que le niveau de production 2021 avait conduit à des achats à des prix élevés.

L'activité de commercialisation est impactée par la répercussion partielle de hausse des prix aux clients particuliers, malgré des augmentations importantes du tarif plafonné. Le segment des clients professionnels et industriels bénéficie essentiellement d'une croissance du portefeuille.

Les charges opérationnelles sont en baisse notamment compte-tenu de l'évolution du régime de retraite des salariés, décidée en 2021.

Italie

Dans les activités de production d'électricité, l'EBE progresse grâce à une bonne disponibilité des cycles combiné gaz dans un contexte de prix de marché élevés, et à la mise en place du marché de capacité. En revanche, la production renouvelable est en baisse, essentiellement du fait d'une faible hydraulité.

Les activités gaz bénéficient de la hausse des volumes vendus notamment sur les marchés de gros. Une plus-value de cession d'Infrastruttura Distribuzione Gas avait été enregistrée en 2021, sans équivalent en 2022.

La commercialisation subit les effets de l'augmentation des prix de l'électricité et du gaz qui n'a pas été totalement répercutée aux clients particuliers.

(1) Versus - 32 Mds€ publiés dans le CP du 27 octobre 2022 sur la base des prix à terme au 7 octobre 2022 qui ont fortement baissé depuis

(2) Versus -10 Mds€ publiés dans le CP du 27 juillet 2022, la différence venant notamment de la comptabilisation en 2022 de la compensation du bouclier tarifaire en CSPE

(3) Versus 8 Mds€ publiés dans le CP du 27 juillet 2022, la différence venant d'un effet climat et d'un effet prix sur les positions ouvertes

(4) Selon la délibération 2022-296 du 17 novembre 2022 publiée par la Commission de Régulation de l'Energie : La forte hausse des prix de gros ayant entraîné une hausse des recettes d'interconnexion pour RTE, la CRE a décidé que cet excédent devait être restitué de manière anticipée aux utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

(5) Indexation du TURPE 6 distribution de +0,91 % au 1er août 2021 et de +2,26 % au 1er août 2022.

Autre international

En **Belgique** ⁽¹⁾, l'EBE diminue essentiellement en raison de la baisse de la production nucléaire, d'achats à prix très élevés, de la révision triennale des provisions nucléaires.

Les activités de services sont en croissance et les activités commerciales se maintiennent.

Au **Brésil**, l'EBE progresse grâce à l'augmentation de 16% en novembre 2021 et de 5 % en novembre 2022 du prix du Power Purchase Agreement (PPA) attaché à la centrale d'EDF Norte Fluminense, ainsi qu'un effet change EUR-BRL favorable.

Autres métiers

L'EBE des activités gazières bénéficie à nouveau de la revalorisation des contrats long terme (sans effet cash) liée à l'augmentation des spreads États-Unis - Europe à moyen et long terme. Par ailleurs, les volumes vendus sont en forte hausse, grâce à une utilisation accrue du terminal méthane de Dunkerque dans un contexte de prix de marché de gros très élevés.

L'EBE d'EDF Trading bénéficie de la forte performance des activités, dans un contexte de très forte volatilité de l'ensemble des marchés de commodités.

3.3 Résultat d'exploitation

Le **résultat d'exploitation** consolidé du Groupe s'élève à - 19 363 millions d'euros en 2022, en baisse de 24 588 millions d'euros et en baisse organique de 24 632 millions d'euros.

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
EBE	(4 986)	18 005	(22 991)	- 127,7
Variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières, hors activités de <i>trading</i>	(849)	(215)	(634)	n.a
Dotations aux amortissements *	(11 079)	(10 789)	(290)	2,7
(Pertes de valeur) / reprises	(1 762)	(653)	(1 109)	169,8
Autres produits et charges d'exploitation	(687)	(1 123)	436	- 38,8
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(19 363)	5 225	(24 588)	n.a

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

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

Les variations nettes de juste valeur sur instruments dérivés Énergie et Matières Premières hors activités de *trading* augmentent fortement, à hauteur de 634 millions d'euros dans un contexte de grande volatilité des marchés de commodités.

Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements augmentent de 290 millions d'euros par rapport à l'année 2021. Sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, la hausse des dotations (103 millions d'euros), est portée essentiellement par le nucléaire.

Chez **Enedis**, la hausse de 191 millions d'euros est liée essentiellement au décret FACE sur la diminution des reprises d'amortissement du financement concédant sur les biens situés sur des communes transférées du régime urbain vers le rural.

Pertes de valeur/reprises

Les pertes de valeur enregistrées sur l'année 2022 s'élèvent à - 1 762 millions d'euros en hausse de 169,8 % par rapport à 2021 dont - 1 447 millions d'euros au **Royaume-Uni** liée principalement à des dépréciations du goodwill pour - 1 176 millions d'euros.

Autres produits et charges d'exploitation

Les autres produits et charges d'exploitation s'élèvent à - 687 millions d'euros en 2022 dont - 676 millions d'euros sur le segment **France - Activités de production et commercialisation**, qui sont principalement dus aux surcoûts des travaux de réparation des soudures de traversée sur le chantier de Flamanville 3 (638 millions d'euros).

(1) Luminus et EDF Belgium.

3.4 Résultat financier

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
Coût de l'endettement financier brut	(1 730)	(1 459)	(271)	18,6
Effet de l'actualisation	174	(2 670)	2 844	n.a
Autres produits et charges financiers	(1 997)	4 489	(6 486)	n.a
RÉSULTAT FINANCIER	(3 553)	360	(3 913)	n.a

n.a. : non applicable

Le résultat financier représente une charge de 3 553 millions d'euros, en baisse de 3 913 millions d'euros par rapport à 2021. Plusieurs facteurs expliquent cette évolution :

- La baisse des autres produits et charges financières de 6 486 millions d'euros principalement du fait du recul de la performance du portefeuille des actifs dédiés (-5 835 millions d'euros) traduisant l'évolution des marchés financiers en 2022 et 2021 (voir la section 7)
- la diminution de la charge de désactualisation de 2 844 millions d'euros, principalement liée à la hausse du taux réel de 50 bps des provisions nucléaires en France en 2022, après une baisse de 10 bps en 2021 ;
- la hausse du coût de l'endettement financier brut de 271 millions d'euros dans un contexte de hausse des taux d'intérêt et de l'augmentation du volume de dette financière.

3.5 Impôts sur les résultats

Le produit d'impôt sur les résultats s'élève à 3 926 millions d'euros en 2022, correspondant à un taux effectif d'impôt de 17,13 %, contre - 1 400 millions d'euros en 2021, correspondant à un taux effectif d'impôt de 25,09 %.

La variation de 5 326 millions d'euros entre la charge d'impôt 2021 et le produit d'impôt 2022 est essentiellement liée à la diminution de 28 501 millions d'euros du résultat avant impôt du Groupe, générant un produit d'impôt supplémentaire de 7 359 millions d'euros.

Le produit d'impôt est affecté de l'effet défavorable en 2022 de certaines décisions intervenues sur les contentieux fiscaux, des taxes exceptionnelles sur les surprofits réalisés par les entreprises productrices d'électricité mises en place, des pertes de valeur constatées sur l'exercice et de l'absence d'effet favorable équivalent à celui de la réévaluation fiscale des actifs réalisée en 2021 en Italie.

Il intègre également l'effet défavorable de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs en France, partiellement compensé par l'effet favorable des impôts différés actifs reconnus aux États-Unis.

Contrairement à 2021, le Groupe n'a pas subi de hausse de taux normatif d'imposition dans les pays où il est implanté.

Retraité des éléments non récurrents (principalement les pertes de valeur, les variations de plus et moins-values latentes sur le portefeuille d'actifs financiers et les commodités et les contentieux fiscaux), le taux effectif d'impôt ressort à 18,0 % au 31 décembre 2022 contre un taux de 21,3 % au 31 décembre 2021.

3.6 Résultat net courant

Le résultat net courant ⁽¹⁾ s'élève à - 12 662 millions d'euros, en baisse de 17 379 millions d'euros. Cette évolution reflète principalement la baisse de l'EBE, en partie limitée par le résultat financier courant et un produit d'impôt sur les résultats (voir la note 19.1 « Résultat net courant » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022).

3.7 Résultat net part du Groupe

Le résultat net part du Groupe s'élève à - 17 940 millions d'euros, en baisse de 23 053 millions d'euros. Outre la baisse importante du résultat net courant, la variation intègre en particulier les éléments après impôt suivants :

- la variation de juste valeur des instruments financiers pour - 4 351 millions d'euros ;
- des pertes de valeur pour - 687 millions d'euros ;

(1) 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.

4 ENDETTEMENT FINANCIER NET, FLUX DE TRESORERIE ET INVESTISSEMENTS

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
EBE	(4 986)	18 005	(22 991)	- 127,7
Neutralisation des éléments non monétaires inclus dans l'EBE	(7 825)	(869)	(6 956)	n.a
EBE Cash	(12 811)	17 136	(29 947)	n.a
Variation du besoin en fonds de roulement net	8 301	(1 526)	9 827	n.a
Investissements nets ⁽¹⁾ (hors cessions Groupe 2020-2022)	(16 395)	(15 725)	(670)	4,3
Autres éléments dont dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises	(630)	(98)	(532)	n.a
Cash-flow généré par les opérations ⁽²⁾	(21 535)	(213)	(21 322)	n.a
Cessions d'actifs	535	2 847	(2 312)	n.a
Impôt sur le résultat payé	(1 282)	(2 276)	994	- 43,7
Frais financiers nets décaissés	(1 003)	(588)	(415)	70,6
Actifs dédiés	(233)	(501)	268	- 53,5
Dividendes versés en numéraire	(1 085)	(794)	(291)	36,6
Cash-flow Groupe ⁽³⁾	(24 603)	(1 525)	(23 078)	n.a
Emissions emprunts hybrides	994	1 235	(241)	- 19,5
Remboursement d'emprunt hybride	(1 966)	(267)	(1 699)	n.a
Autres variations monétaires	3 470	(776)	4 246	n.a
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net, hors effet de change	(22 105)	(1 333)	(20 772)	n.a
Effet de la variation de change	85	(515)	600	n.a
Autres variations non monétaires	508	1 150	(642)	- 55,8
(Augmentation)/diminution de l'endettement financier net des activités poursuivies	(21 512)	(698)	(20 814)	n.a
Endettement financier net ouverture	42 988	42 290	698	1,7
ENDETTEMENT FINANCIER NET CLÔTURE	64 500	42 988	21 512	50,0

(1) Les investissements nets correspondent aux investissements opérationnels et aux investissements financiers de croissance, nets des cessions. Ils incluent également les dettes nettes acquises ou cédées lors d'acquisitions ou de cessions de titres, les subventions d'investissements acquises ainsi que les participations de tiers. Ils ne comprennent pas les cessions Groupe 2020-2022.

(2) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparé aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Operations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions Groupe 2020-2022 et yc HPC et Linky), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

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

n.a. non applicable

4.1 Endettement financier net

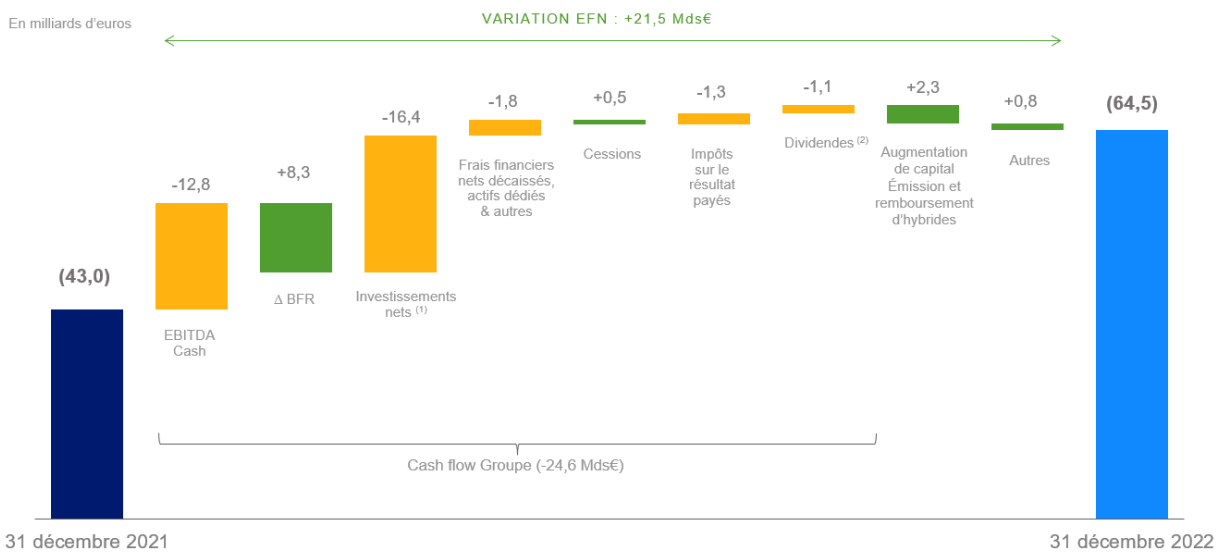
L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers composés de fonds ou de titres de maturité initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles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

(en millions d'euros)	31/12/2022	31/12/2021	Variation en valeur	Variation en %
Emprunts et dettes financières	96 053	69 406	26 647	38,4
Dérivés de couvertures des dettes	(2 024)	(3 762)	1 738	- 46,2
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 948)	(9 919)	(1 029)	10,4
Titres de dettes et de capitaux propres- actifs liquides	(18 507)	(12 737)	(5 770)	45,3
Dérivés macro- couverture sur titres de dettes liquides	(74)	0	(74)	n.a
ENDETTEMENT FINANCIER NET ⁽¹⁾	64 500	42 988	21 512	50,0

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

L'endettement financier net atteint 64 500 millions d'euros. L'augmentation de 21 512 millions d'euros s'explique principalement par le cash-flow généré par les opérations, l'émission et le remboursement d'hybrides pour un impact total de - 1 milliard d'euros et l'augmentation de capital de 3,15 milliards d'euros.

Variation de l'endettement net entre le 31 décembre 2021 et le 31 décembre 2022



NB : chiffres arrondis à l'entier le plus proche.

(1) Investissements nets hors cessions Groupe.

(2) Dividendes versés, y compris la rémunération des obligations hybrides.

4.2 Cash-flow généré par les opérations

Le cash-flow généré par les opérations ⁽¹⁾ s'établit à - 21 535 millions d'euros, en baisse de 21 322 millions d'euros par rapport à 2021.

EBE monétaire

L'EBE ajusté des éléments non monétaires s'élève à - 12 811 millions d'euros, en diminution de 29 947 millions d'euros par rapport à 2021, principalement du fait :

- de la baisse de la production nucléaire et hydraulique et des impacts des mesures régulatrices ;
- de la baisse de l'EBE monétaire chez EDF Trading dans un contexte de forte volatilité des prix en 2021 et 2022. Cette variation est en partie compensée par la variation du BFR.

Variation du besoin en fonds de roulement

Le besoin en fonds de roulement s'améliore de 8,3 milliards d'euros en 2022. La variation favorable du BFR provient principalement de l'activité optimisation/trading et du mécanisme de la CSPE.

Investissements nets

Les investissements nets (hors cessions, y compris HPC et Linky) s'élèvent à 16 395 millions d'euros pour l'année 2022, en hausse de 670 millions d'euros par rapport à 2021.

(en millions d'euros)	2022	2021	Variation en valeur	Variation en %
France - Activités de production et commercialisation	5 688	5 338	350	7
France - Activités régulées	4 564	4 617	- 53	- 1
EDF Renouvelables	1 619	853	766	90
Dalkia	324	284	40	14
Framatome	294	381	- 87	- 23
Royaume-Uni	2 978	3 054	- 76	- 2
Italie	701	909	- 209	- 23
Autre international	167	289	- 122	- 42
Autres métiers	61	0	61	n.a
INVESTISSEMENTS NETS	16 395	15 725	670	4

Les investissements nets du segment **France - Activités de production et commercialisation** sont en hausse de 350 millions d'euros, du fait notamment des coûts liés à la corrosion sous contrainte.

Les investissements nets du segment **France - Activités régulées** (y compris Linky) sont en baisse de 53 millions d'euros en raison notamment de moindres travaux liés à la fin du programme Linky, malgré une hausse des travaux de raccordements.

Concernant **EDF Renouvelables**, la hausse de 766 millions d'euros est liée à des investissements importants aux Etats-Unis pour le développement des projets et à de moindres subventions et cessions par rapport à 2021.

En **Italie**, les investissements nets sont en baisse de 209 millions d'euros du fait notamment d'acquisitions en 2021 dans le secteur des renouvelables, sans équivalent en 2022.

La baisse des investissements nets du segment Autre **International** est principalement liée à l'acquisition d'Essent par Luminus en 2021.

(1) Le cash-flow généré par les opérations ne constitue pas un agrégat défini par les normes IFRS comme élément de mesure de la performance financière et ne peut pas être comparable aux indicateurs ainsi dénommés par d'autres entreprises. Cet indicateur, appelé également Funds From Opérations (FFO), comprend les flux de trésorerie nets générés par l'exploitation, la variation du besoin en fonds de roulement corrigés, le cas échéant, d'effets non récurrents, les investissements nets (hors cessions 2021-2022), ainsi que d'autres éléments dont les dividendes reçus des entreprises associées et des coentreprises.

4.3 Cash-flow Groupe

Le cash-flow du Groupe s'établit à - 24 603 millions d'euros en 2022, en fort recul par rapport à 2021 où il s'élevait à - 1 525 millions d'euros. Il s'explique essentiellement par un EBE cash de - 12 811 millions d'euros, principalement marqué par la baisse de la production nucléaire en France et le besoin en fonds de roulement (+ 8,3 milliards d'euros par rapport à 2021).

Cessions d'actifs

Les cessions d'actifs s'élèvent à 535 millions d'euros en 2022. Elles concernent essentiellement la cession d'EDF Energy Services aux Etats-Unis.

Actifs dédiés

Conformément à la loi 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, EDF a constitué un portefeuille d'actifs dédiés pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme (voir la section 7.1).

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

- aux dotations permettant d'atteindre une couverture complète de ses engagements ;
- au réinvestissement des produits financiers générés par ces actifs (dividendes et intérêts) ;
- aux retraits d'actifs correspondant aux coûts encourus sur l'exercice dans le cadre des engagements nucléaires de long terme entrant dans le périmètre de la loi du 28 juin 2006 ;
- aux retraits exceptionnels proposés aux organes de gouvernance de la gestion de ces actifs lorsque la valeur du portefeuille excède le montant des engagements à financer, et dûment validés par ces organes.

À fin décembre 2022, les flux nets de - 233 millions d'euros correspondent aux deuxièmes et troisièmes catégories décrites ci-dessus.

Dividendes versés en numéraire

A fin décembre 2022, EDF a versé 1 085 millions d'euros au titre :

- du dividende 2021 (72 millions d'euros) versés par EDF SA ⁽¹⁾ ;
- de la rémunération versée en 2022 aux porteurs de titres subordonnés à durée indéterminée au titre des « émissions hybrides » (606 millions d'euros) ;
- des dividendes versés par les filiales du Groupe à leurs actionnaires minoritaires (407 millions d'euros).

4.4 Effet de la variation de change

L'effet de change a un impact favorable de 85 millions d'euros sur l'endettement financier net du Groupe, effet principalement lié à l'appréciation du dollar américain par rapport à l'euro diminué par la dépréciation de la livre sterling par rapport à l'euro ⁽²⁾.

4.5 Autres variations non monétaires

Les autres variations non monétaires s'élèvent à 508 millions d'euros à fin décembre 2022 contre 1 150 millions à fin décembre 2021. Elles sont principalement constituées de la variation de juste valeur des instruments de dettes et des nouveaux contrats de location (IFRS 16).

5 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Les événements postérieurs à la clôture sont décrits en note 23 de l'annexe des comptes consolidés clos au 31 décembre 2022.

6 PERSPECTIVES FINANCIERES

Objectifs 2023 ⁽³⁾

- Endettement financier net / EBE : ≤ 3x
- Dette économique ajustée / EBE ajusté ⁽⁴⁾ : ≤ 4,5x

(1) L'Etat ayant opté pour un paiement en actions du dividende relatif aux exercices 2021 et 2022.

(2) Dépréciation de 5,3 % de la livre sterling face à l'euro : 1,127 €/£ au 31 décembre 2022 et 1,190 €/£ au 31 décembre 2021 ;
Appréciation de 6,1 % du dollar américain face à l'euro : 0,937 €/€ au 31 décembre 2022 et 0,883 €/€ au 31 décembre 2021.

(3) Sur la base du périmètre et des taux de change au 01/01/2023, à environnement réglementaire et fiscal constant et compte tenu du financement du bouclier tarifaire à 15% par la CSPE, d'une hypothèse de production nucléaire en France de 300 à 330 TWh et du calendrier de production.

(4) À méthodologie S&P constante

7 GESTION ET CONTRÔLE DES RISQUES MARCHÉS

Voir également la section 2.2.2 « Risques financiers et de marché » du Document d'Enregistrement Universel 2022.

7.1 Gestion et contrôle des risques financiers

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

Une structure indépendante, le département Contrôle des Risques Financiers et Investissements (CRFI), rattachée à la Direction des Risques Groupe est responsable de la maîtrise des risques financiers au niveau du Groupe, notamment par le contrôle de la bonne application des principes du cadre stratégique de gestion financière (juillet 2015). Elle a également pour mission d'effectuer un contrôle de second niveau du risque de défaillance de contrepartie (méthodologie et organisation) sur les entités EDF et les filiales du Groupe contrôlées opérationnellement (hors Enedis) ainsi qu'un contrôle de premier niveau des activités de financement de la salle des marchés d'EDF SA. Le département CRFI assure également un contrôle de deuxième niveau des activités de gestion du portefeuille des actifs dédiés.

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

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

Position de liquidité et gestion du risque de liquidité

Position de liquidité

Les liquidités du Groupe, composées des actifs liquides, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, s'élèvent à 29 455 millions d'euros au 31 décembre 2022, et les lignes de crédit disponibles s'établissent à 14 051 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, les emprunts et dettes financières à moins d'un an du Groupe s'élèvent à 28 712 millions d'euros, dont 2 737 millions d'euros au titre des emprunts obligataires y compris les intérêts courus non échus. Ce montant intègre également la trésorerie passive (dont 1 734 millions d'euros au titre des appels de marge sur dérivés) et la dette liée à l'obligation locative (voir la note 18.3.3 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022). Les besoins associés pourront notamment être financés, le cas échéant, à partir des liquidités et des lignes de crédit disponibles du Groupe évoquées ci-dessus, ainsi que des autres ressources court terme évoquées ci-dessous.

Au 31 décembre 2022, aucune société du Groupe n'a fait l'objet d'un défaut de paiement au titre de ses emprunts.

Gestion du risque de liquidité

Le groupe EDF a pu satisfaire ses besoins de financement par une gestion prudente de sa liquidité et a levé des financements dans des conditions satisfaisantes. Le 16 mars 2022, EDF a mis en place des prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans pour un total de 10,25 milliards d'euros auprès de 9 banques. Deux prêts à terme bilatéraux de maturité 3 ans ont ensuite été signés le 25 mars et le 29 avril pour un total de 2,2 milliards de dollars. Le 5 avril 2022, EDF a réalisé une augmentation de capital d'un montant de 3,1 milliards d'euros. Le 5 octobre 2022, EDF a lancé une émission d'obligations senior en 3 tranches, pour un montant nominal de 3 milliards d'euros (dont 1,25 milliard d'euros d'obligations vertes). Le 18 novembre 2022, un prêt à terme bilatéral vert de maturité 3 ans a été mis en place pour 1 milliard d'euros dédié au financement de la maintenance du parc nucléaire existant en France, suivi le 28 novembre par la signature de 6 nouveaux prêts bilatéraux de maturité 3 ans pour un montant total de 2,1 milliards d'euros. Enfin, EDF a lancé le 30 novembre 2022 une émission d'obligations hybrides pour un montant de 1 milliard d'euros.

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

- le *cash pooling* du Groupe qui centralise la trésorerie des filiales contrôlées : ce dispositif vise à mettre à la disposition d'EDF SA les soldes de trésorerie des filiales et à rémunérer leurs comptes afin d'optimiser la gestion des disponibilités du Groupe. Il propose aux filiales un système leur garantissant des conditions financières de marché ;
- la centralisation du financement des filiales contrôlées : le financement de la variation du besoin en fonds de roulement des filiales est effectué par la trésorerie du Groupe via la mise à disposition de lignes de crédit *stand-by* aux filiales qui peuvent ainsi se financer en *revolving* auprès du Groupe ;
- la gestion active et la diversification des sources de financement du Groupe : le Groupe a accès à des ressources court terme sur différents marchés dans le cadre de programmes de billets de trésorerie, NEU CP (Negotiable European Commercial Paper) et US CP (US Commercial Paper). Pour EDF, les plafonds sont respectivement de 6 milliards d'euros pour le programme NEU CP et de 10 milliards de dollars pour les US CP.
- la mise en pension de titres de dettes obligataires auprès de contreparties bancaires contre numéraire.

Au 31 décembre 2022, les encours d'émissions de billets de trésorerie du Groupe sont de 9 798 millions d'euros de NEU CP et de 1 160 millions de dollars d'US CP.

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

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

La maturité moyenne de la dette brute du Groupe au 31 décembre 2022 s'établit à 9,4 ans contre 13,7 ans au 31 décembre 2021.

Au 31 décembre 2022, EDF SA dispose d'un montant global de 13 594 millions d'euros de lignes disponibles (crédits syndiqués et lignes bilatérales) :

- un crédit syndiqué de 4 milliards d'euros d'une maturité jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2022 ;
- un crédit syndiqué social de 1,5 milliard d'euros de maturité initiale jusqu'en décembre 2025. Il n'a fait l'objet d'aucun tirage au 31 décembre 2022 ;
- les lignes bilatérales représentent 8 094 millions d'euros de disponibilités avec des maturités s'échelonnant jusqu'en décembre 2026. Le niveau de ces disponibilités est très régulièrement revu pour assurer au Groupe un niveau suffisant de lignes de secours ;

Les 7 lignes de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement ont été tirées intégralement par EDF SA au 31 décembre 2022 pour un montant cumulé de 2 675 millions d'euros.

Edison dispose notamment d'une ligne de crédit avec la Banque Européenne d'Investissement pour un montant disponible de 300 millions d'euros au 31 décembre 2022.

Notation financière

Au 31 décembre 2022, les notes à long et court termes attribuées aux entités du groupe EDF par les trois agences de notation financière Standard & Poor's, Moody's et Fitch Ratings sont détaillées ci-dessous. La mise sous surveillance a été levée et la perspective d'EDF SA revue le 14 décembre par S&P, actant le soutien de l'état vis-à-vis des problèmes opérationnels et des contraintes pesant sur le tarif régulé de vente d'électricité. De son côté, Fitch a également revue la perspective à stable le 6 septembre.

La notation du Groupe est susceptible d'être impactée par les risques décrits au chapitre 2 du Document d'enregistrement universel 2022, en particulier, au risque 1A : « Évolutions des politiques publiques et du cadre réglementaire en France et en Europe, en particulier ARENH » et au risque 2D : « Risque d'accès à la liquidité ».

Société	Agence	Notation Long terme	Notation Court terme
EDF	Standard & Poor's	BBB avec perspective stable	A-2
	Moody's	Baa1 avec perspective négative	P-2
	Fitch Ratings	BBB+ avec perspective stable	F3
EDF Trading	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
EDF Energy	Standard & Poor's	BB- avec perspective stable	B
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.
	Fitch Ratings	BBB- avec perspective stable	n. a.
Edison	Standard & Poor's	BBB avec perspective stable	A-2
	Moody's	Baa3 avec perspective négative	n. a.

n. a. = non applicable.

Gestion du risque de change

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

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

- financement en devises : le financement, par chaque entité, de ses activités est effectué dans la mesure des capacités des marchés financiers locaux, dans sa monnaie fonctionnelle. Dans le cas où les financements sont contractés dans d'autres devises, des instruments dérivés peuvent être utilisés pour limiter le risque de change ;
- adossement actif/passif : les actifs nets des filiales localisées hors zone euro exposent le Groupe à un risque de change. Le risque de change au bilan consolidé sur les actifs en devises est géré par des couvertures de marché avec des dettes émises ou contractées en devises ou un recours à des instruments financiers dérivés. La couverture des actifs nets en devises respecte un couple rendement/risque, les ratios de couverture variant, selon les devises. Lorsque les instruments de couverture ne sont pas disponibles ou lorsque leur coût est prohibitif, ces positions de change restent ouvertes. Le risque qu'elles représentent est alors suivi par des calculs de sensibilité ;

- couverture des flux opérationnels en devises : de manière générale, les flux générés par les activités opérationnelles d'EDF et de ses filiales sont libellés dans leur devise locale, à l'exception des flux liés aux achats de combustible principalement libellés en dollars américains et de certains flux, de moindres montants, liés à des achats de matériel. Selon les principes édictés par le cadre stratégique de gestion financière, EDF et ses principales filiales concernées par le risque de change (EDF Energy, EDF Trading, Edison, EDF Renouvelables) ont à mettre en place des couvertures sur les engagements fermes ou hautement probables liés à ces flux opérationnels futurs.

En conséquence de la politique de financement et de couverture du risque de change, la dette brute du Groupe, au 31 décembre 2022 par devise et après couverture, se décompose comme indiqué dans le tableau ci-après :

STRUCTURE DE LA DETTE BRUTE AU 31 DECEMBRE 2022, PAR DEVISE AVANT ET APRES COUVERTURE

31 décembre 2022 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture *	Structure de la dette après couverture	% de la dette
Emprunts libellés en euros (EUR)	62 269	13 789	76 058	79%
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	21 465	(15 813)	5 652	6%
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	8 149	3 284	11 433	12%
Emprunts libellés dans d'autres devises	4 170	(1 260)	2 910	3%
TOTAL DES EMPRUNTS	96 053	0	96 053	100%

* Couverture de dettes et de situations nettes des filiales étrangères.

Le tableau ci-dessous présente l'impact en capitaux propres d'une variation des taux de change sur la dette brute du Groupe au 31 décembre 2022 :

SENSIBILITÉ DE LA DETTE BRUTE DU GROUPE AU RISQUE DE CHANGE

31 décembre 2022 (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)	76 058	-	76 058
Emprunts libellés en dollars américains (USD)	5 652	565	6 217
Emprunts libellés en livres britanniques (GBP)	11 433	1 143	12 576
Emprunts libellés dans d'autres devises	2 910	291	3 201
TOTAL DES EMPRUNTS	96 053	1 999	98 052

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.

Le tableau ci-dessous présente la position de change liée aux actifs nets en devises des filiales du Groupe :

POSITION DES ACTIFS NETS

31 décembre 2022 * (en millions de devises)	Actifs nets	Emprunts obligataires	Dérivés	Actifs nets après gestion
USD	5 451	1 450	838	3 163
CHF (Suisse)	20	-	18	2
PLN (Pologne)	281	-	153	128
GBP (Royaume-Uni)	21 069	5 035	5 294	10 740
BRL (Brésil)	1 697	-	-	1 697
CNY (Chine)	9 651	-	6 472	3 179

* Actifs nets : vision au 31 décembre 2022 ; dérivés et emprunts obligataires : vision au 31 décembre 2022. Les situations nettes listées excluent certaines expositions non significatives.

Les actifs 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 tableau ci-après présente le risque de perte de change, en capitaux propres, sur les actifs nets en devises des principales filiales du Groupe au 31 décembre 2022. 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.

SENSIBILITÉ DES ACTIFS NETS AU RISQUE DE CHANGE

(en millions de devises)	Au 31 décembre 2022			Au 31 décembre 2021		
	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change	Actifs nets après gestion en devise	Actifs nets après gestion convertis en euros	Impact, en capitaux propres, d'une variation de 10 % du cours de change
USD	3 163	2 965	297	628	554	55
CHF (Suisse)	2	2	-	-	-	-
PLN (Pologne)	128	27	3	128	28	3
GBP (Royaume-Uni)	10 740	12 109	1 211	10 789	12 840	1 284
BRL (Brésil)	1 697	301	30	1 471	233	23
CNY (Chine)	3 179	432	43	4 005	557	56

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

Le risque de change associé aux placements de trésorerie en devises et aux créances et dettes d'exploitation en devises reste contenu pour le Groupe au 31 décembre 2022.

Gestion du risque de taux d'intérêt

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

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

Au 31 décembre 2022, la dette du Groupe après instruments de couverture se répartit en 58 % à taux fixe et 42 % à taux variable. L'augmentation de la part variable de la dette par rapport au 31 décembre 2021 s'explique principalement par la signature de prêts à terme bilatéraux pour 13,1 milliards d'euros, 2,2 milliards de dollars et 38 milliards de yens souscrits à taux variable.

Une augmentation annuelle uniforme des taux d'intérêt de 1 % entraînerait une augmentation des charges financières d'environ 401 millions d'euros sur la base de la dette brute à taux variable à fin décembre 2022 après couverture.

Le coût moyen de la dette Groupe (taux d'intérêt pondéré des encours) s'établit à 2,63 % à fin décembre 2022.

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

31 décembre 2022 (en millions d'euros)	Structure initiale de la dette	Incidences des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt
À taux fixe	69 748	(13 784)	55 964	-
À taux variable	26 305	13 784	40 089	401
TOTAL DES EMPRUNTS	96 053	0	96 053	401

Concernant les actifs financiers, le tableau ci-dessous présente le risque de taux sur les *Floating Rate Notes* (FRN) détenus par EDF et leur sensibilité au risque de taux (impact en résultat).

SENSIBILITÉ AU RISQUE DE TAUX DES TITRES À TAUX VARIABLE

31 décembre 2022 (en millions d'euros)	Valeur	Impact, en résultat, d'une variation de 1 % des taux d'intérêt	Valeur après variation de 1 % des taux d'intérêt
TITRES À TAUX VARIABLE	37	-	37

Le risque de taux d'intérêt du Groupe est notamment lié à la valeur des engagements à long terme du Groupe dans le domaine du nucléaire (voir la note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022) et à ses engagements en matière de retraite et autres dispositions spécifiques en faveur du personnel (voir note 15 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022), qui sont actualisés avec des taux d'actualisation qui dépendent des taux d'intérêt aux différents horizons de temps, ainsi qu'aux titres de créances détenus dans le cadre de la gestion des actifs dédiés constitués pour couvrir ces engagements (voir la section 7.1.6).

Gestion du risque actions

Couverture des engagements nucléaires d'EDF

L'analyse du risque actions est présentée en section « Gestion du risque financier sur le portefeuille d'actifs dédiés d'EDF SA »

Couverture des engagements sociaux d'EDF SA et d'EDF Energy

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

Les actifs couvrant les engagements sociaux d'EDF SA sont investis à hauteur de 33 % en actions fin décembre 2022, soit un montant de 3,1 milliards d'euros.

Au 31 décembre 2022, le fonds de British Energy (British Energy Generation Group) renommé EDF Group (EDFG) a réduit son allocation aux actions et fonds actions (hors fonds de croissance diversifiés) passant à une exposition de moins de 1 % à fin 2022, ce qui représente désormais un montant de 36 millions de livres sterling.

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

Des actifs dédiés ont progressivement été constitués par EDF depuis 1999 pour sécuriser le financement de ses engagements nucléaires de long terme. La loi du 28 juin 2006, codifiée au sein du code de l'environnement (articles L594-1 à 14) et ses textes d'application ont défini les provisions qui ne sont pas liées au cycle d'exploitation et qui doivent par conséquent être couvertes par des actifs dédiés. Elles figurent en note 15.1.2 « Situation de couverture des obligations nucléaires de long terme d'EDF » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

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

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

Principes de gouvernance et de gestion

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

L'allocation stratégique est déterminée à partir d'études actif/passif dont l'objectif est de définir le portefeuille cible le plus adapté à la problématique de financement des engagements nucléaires de long terme. L'allocation stratégique est validée par le Conseil d'administration d'EDF et revue tous les trois ans, sauf circonstances particulières. Une nouvelle allocation stratégique a été validée en 2021 pour augmenter la diversification des actifs de taux. Cette allocation cible se compose d'un portefeuille de rendement, d'un portefeuille de croissance et d'un portefeuille de taux représentant chacun respectivement 30 %, 40 % et 30 % du portefeuille global. Le portefeuille de rendement est composé d'actifs immobiliers et d'actifs d'infrastructure ; le portefeuille de croissance est composé d'actions et de fonds d'actions (cotés ou non) ; le portefeuille de taux est composé d'obligations, de fonds de dette (cotés ou non) et de trésorerie. Ces portefeuilles sont gérés par EDF Gestion (anciennement Division Gestion des Actifs Cotés) et par EDF Invest.

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

Au 31 décembre 2022, la valeur globale du portefeuille s'élève à 33 904 millions d'euros, contre 37 454 millions d'euros à fin décembre 2021. L'évolution des actifs dédiés en 2022 est décrite en note 15.1.2 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022, et leur décomposition en valeur de réalisation et en valeur comptable est détaillée dans la note 15.1.2 de cette annexe.

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

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

(en millions d'euros)	31/12/2022			31/12/2021		
	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2022	Composition analytique	Valeur boursière ou de réalisation	Performance 2021
Actifs de rendement	25,9 %	8 772	11,2 %	21,1 %	7 908	17,1 %
Actifs de croissance	36,1 %	12 251	- 15,8 %	40,9 %	15 320	22,6 %
Actifs de taux	38,0 %	12 881	- 12,1 %	38,0 %	14 226	- 0,7 %
TOTAL DES ACTIFS DÉDIÉS	100 %	33 904	- 8,5 %	100 %	37 454	11,9 %

Exposition des actifs dédiés aux risques

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

Au 31 décembre 2022, la valeur de marché des actions cotées des actifs dédiés d'EDF s'élève à 11 698 millions d'euros. Leur volatilité s'établissait à 17,04 % (sur la base de 52 performances hebdomadaires), comparée à 10,93 % à fin 2021. En appliquant cette volatilité à la valeur des actifs actions cotées au 31 décembre 2022, le Groupe estime la volatilité annuelle de la part actions des actifs dédiés à 1 993 millions d'euros.

Au 31 décembre 2022, la sensibilité des obligations cotées (11 089 millions d'euros) s'établissait à 4,9 ; ce qui signifie qu'une hausse uniforme des taux d'intérêt de 100 points de base se traduirait par une diminution de sa valeur de marché de 538 millions d'euros. La sensibilité était de 5,3 à fin décembre 2021.

Appréciation du taux de rendement prévisionnel des actifs dédiés

Conformément à la réglementation, compte tenu de l'allocation cible des actifs dédiés indiquée ci-dessus, les études de simulation de taux de rendement prévisionnel dans les prochaines années, notamment les vingt prochaines années qui sont un horizon proche de la durée des provisions nucléaires, font ressortir, avec une probabilité élevée, un taux de rendement moyen projeté supérieur au taux d'actualisation des provisions nucléaires estimé au 31 décembre 2022 à 4,8 % (voir la note 15.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022).

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 5,6 % au 31 décembre 2022.

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

EDF a obtenu une dérogation ministérielle le 31 mai 2018, lui permettant d'augmenter, sous conditions, la part des actifs non cotés (hors notamment les titres CTE et les actifs immobiliers) dans les actifs dédiés de 10 % à 15 %.

Par ailleurs, Cyclife, filiale d'EDF, avait reçu une prescription de l'autorité administrative d'atteindre un taux de couverture des provisions nucléaires excédant 100% au 31 décembre 2022 au plus tard. A fin 2022, le taux de couverture s'élève à 123% en raison de la baisse des provisions, notamment du fait de la hausse du taux d'actualisation.

Gestion du risque de contrepartie/crédit

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

Le tableau ci-dessous détaille la répartition par classe de *rating* des expositions consolidées du groupe EDF au risque de contrepartie. À fin septembre 2022, les expositions du Groupe sont à 88% sur des contreparties de classe *investment grade*, notamment en raison de la prépondérance d'expositions générées par l'activité trésorerie et gestion d'actifs, les placements étant effectués essentiellement sur des actifs peu risqués :

	Bonne qualité de crédit	Faible qualité de crédit	Sans notation interne	Total
au 30/06/2022	88 %	11 %	1 %	100 %
au 30/09/2022	88 %	11 %	1 %	100 %

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

	Achats	Assurances	Distribution et vente	Trésorerie et gestion d'actifs	Achats de combustible et trading d'énergies	Total
au 30/06/2022	7,0 %	0,2 %	13,5 %	51,4 %	27,9 %	100 %
au 30/09/2022	5,6 %	0,2 %	13,7 %	43 %	37,5 %	100 %

Les expositions des activités de *trading* d'énergie sont concentrées sur EDF Trading. Leur forte hausse par rapport à décembre 2021 s'explique par l'envolée des prix des commodités sur la période. Chaque contrepartie de cette filiale se voit attribuer une limite en fonction de sa solidité financière. Différents moyens de réduction du risque de contrepartie sont mis en œuvre au sein d'EDF Trading, notamment des accords de *netting* des positions, des accords de *cash collateral* et la mise en place de garanties bancaires ou d'affiliés.

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

7.2 Gestion et contrôle des risques marchés énergies

Politique de risques marchés énergies

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

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

Cette politique vise à :

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

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

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

Organisation du contrôle et principe général de couverture

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

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

Le principe général de couverture repose sur :

- un *netting* des positions amont/aval ; chaque fois que possible couverture des ventes aux clients finals par cession interne ;
- une fermeture graduelle de l'essentiel des positions avant l'année budgétaire, sur la base d'une trajectoire de couverture définie ⁽¹⁾ permettant de capturer un prix moyen, avec une surpondération possible de l'année N-1 compte-tenu des contraintes de liquidité sur les marchés à terme.

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

L'exposition consolidée des risques marchés énergies des entités dont EDF assure le contrôle opérationnel est présentée trimestriellement au Comité exécutif. Les processus de contrôle sont régulièrement évalués et audités.

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

Principes de gestion opérationnelle et de contrôle des risques marchés énergies

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

Les gestionnaires d'actifs de production et de commercialisation ont la responsabilité de mettre en œuvre une stratégie de gestion des risques qui lisse l'impact des risques marchés énergies sur la variabilité de leurs états financiers. Les qualifications comptables de ces couvertures sont présentées en note 18.7 « Instruments dérivés et comptabilité de couverture » de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022. Ils restent néanmoins exposés aux tendances structurelles d'évolution des prix à hauteur des volumes non encore couverts et aux incertitudes sur les volumes (ARENH, disponibilité des moyens de productions, consommation des clients). Dans le contexte des contrôles sur le parc nucléaire annoncés le 13 janvier 2022 et des annonces de volumes supplémentaires ARENH, le risque volume France a été particulièrement élevé pour l'année 2022.

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

EDF Trading intervient sur les marchés organisés ou de gré à gré, sur des instruments dérivés tels que les *futures*, *forwards*, *swaps* et options (quelle que soit la qualification comptable au niveau du Groupe). Les expositions d'EDF Trading sur les marchés énergies sont strictement encadrées par un suivi quotidien des limites, supervisées par le *management* de la filiale et par la Direction chargée du contrôle des risques marchés énergies au niveau du Groupe. De plus, des procédures d'alerte automatique des membres du Conseil d'administration d'EDF Trading ont été mises en place en cas de dépassement de limites de risques (limite de valeur en risque) et de pertes (limite *stop-loss*). La valeur en risque (*Value at Risk* ou VaR) désigne une mesure statistique de la perte potentielle maximale de valeur de marché que peut subir un portefeuille en cas d'évolution défavorable des marchés sur une période et avec un intervalle de confiance donné⁽¹⁾. Les limites spécifiques de capital en risque complètent la VaR pour les domaines (opérations sur marchés illiquides et pour contrats long terme ou structurés) pour lesquels cet indicateur statistique est difficile à mettre en œuvre. La limite *stop-loss* précise l'appétence au risque de l'activité de *trading* en fixant les pertes par rapport au maximum de la marge *trading* atteint sur trois mois glissants. En cas de dépassement de ces limites, le Conseil d'administration d'EDF Trading prend les mesures justifiées, qui peuvent inclure notamment la clôture de certaines positions.

En 2022, l'engagement d'EDF Trading sur les marchés a été encadré par une limite de VaR de 70 millions d'euros au 1^{er} janvier successivement abaissée à 51 millions d'euros le 9 février puis 42 millions d'euros le 15 mars avant d'être portée à 57 millions d'euros le 24 mai, une limite de capital en risque pour contrats long terme et une limite de capital en risque pour opérations sur marchés illiquides de 250 millions d'euros chacune et une limite *stop-loss* de 210 millions d'euros du 1^{er} janvier au 8 février puis de 180 millions d'euros à partir du 9 février.

Dans un contexte de marché extrêmement volatil, les limites de VAR ont été ponctuellement dépassées au cours du premier semestre 2022, ainsi qu'entre le 26 et 30 août, ce qui a entraîné la mise en œuvre des procédures d'alerte et de gestion prévues dans ce type de situation. Depuis le 30 août 2022, cet indicateur est revenu sous sa limite.

Pour une analyse des couvertures de juste valeur liées aux matières premières du Groupe, voir note 6 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022. Pour le détail des contrats dérivés de matières premières, voir la note 18.7.4 de l'annexe aux comptes consolidés au 31 décembre 2022.

8 OPÉRATIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

La nature des opérations avec les parties liées est détaillée dans la note 22 « Parties liées » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

9 PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

La liste des sociétés consolidées au 31 décembre 2022 figure en note 3 « Périmètre de consolidation » de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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