

LE MODÈLE ÉCONOMIQUE D'ÉLECTRICITÉ DE FRANCE (EDF)

Communication à la commission des finances
de l'Assemblée nationale

Septembre 2025

Sommaire

PROCÉDURES ET MÉTHODES.....	5
SYNTHÈSE	7
RÉCAPITULATIF DES RECOMMANDATIONS	13
INTRODUCTION.....	15
CHAPITRE I LES CARACTÉRISTIQUES DU MODÈLE ÉCONOMIQUE D'EDF ISSUES DE SON HISTOIRE.....	17
I - UN GROUPE DIVERSIFIÉ MAIS ENCORE MARQUÉ PAR LE MODÈLE INTÉGRÉ DES ACTIVITÉS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE EN FRANCE.....	17
A - Une entreprise publique héritière d'un établissement public intégré et déjà présent à l'international	17
B - Un groupe aujourd'hui présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie et diversifié sectoriellement et géographiquement.....	18
C - D'importantes missions de service public en France	20
D - Le statut IEG : une particularité nationale qui pèse sur les charges et le bilan d'EDF	23
II - LA PRODUCTION ET LA COMMERCIALISATION D'ÉLECTRICITÉ EN FRANCE : UNE ACTIVITÉ AUX NOMBREUX ATOUTS MAIS SOUS CONTRAINTE.....	24
A - Une présence historique forte à l'amont comme à l'aval du secteur électrique	24
B - Les atouts et les limites du parc de production d'électricité en France	29
C - L'intégration verticale : un facteur d'optimisation supplémentaire	33
D - Les prix de vente : une construction complexe issue de la combinaison entre régulation publique et exposition aux marchés	34
E - Le métier de concepteur et constructeur de moyens de production.....	38
III - LE MAINTIEN D'ACTIVITÉS DE NATURE RÉGULÉE DANS LE PÉRIMÈTRE DU GROUPE	38
A - Le réseau de transport : un actif financier de rendement	39
B - Enedis : un modèle d'activité en monopole régulé dont les résultats sont peu exposés aux risques	40
C - Les autres activités régulées en ZNI et Électricité de Strasbourg	41
IV - UNE DIVERSIFICATION AVANT TOUT GÉOGRAPHIQUE	41
A - Les pays du « G3 » : une intégration entre production et commercialisation sur le modèle français mais avec des mix hétérogènes	43
B - Dans les autres pays, une activité internationale dominée par EDF renouvelables.....	48
C - La diversification en France dans les services énergétiques	51
D - Le <i>trading</i> sur les marchés de l'énergie	52
CHAPITRE II DES INVESTISSEMENTS RÉALISÉS ENTRE 2012 ET 2024 AU PRIX D'UN FORT ACCROISSEMENT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	55
I - UNE BAISSE TENDANCIELLE DE LA RENTABILITÉ DES CAPITAUX DU GROUPE ET UNE FORTE PROGRESSION DE L'ENDETTEMENT	55
A - Une rentabilité des capitaux en baisse tendancielle sur la dernière décennie	55
B - Un endettement en forte hausse sur 10 ans malgré les augmentations de capital et le recours aux titres hybrides.....	58
II - DES CONTRIBUTIONS HÉTÉROGÈNES SELON LES SECTEURS D'ACTIVITÉ	61
A - Des contributions au <i>cashflow</i> marqués par les poids hétérogènes des investissements au sein de chaque secteur.....	61
B - Des écarts de rentabilité significatifs entre les activités France et celles des pays du « G3 »	64
C - Des chantiers transversaux réussis de maîtrise des charges opérationnelles jusqu'en 2024	65

III - LA PRODUCTION-COMMERCIALISATION FRANCE : UNE RENTABILITÉ SATISFAISANTE MAIS DES CASHFLOWS ABSORBÉS PAR FLAMANVILLE 3	68
A - Une rentabilité satisfaisante mais affectée de 2015 à 2022 par la baisse des volumes de production du parc nucléaire	68
B - En 2022-2023, une crise illustrant à l'extrême la sensibilité du modèle aux prix de marché et aux aléas de production	70
C - Une génération de <i>cashflow</i> en majeure partie préemptée par les surcoûts de construction de Flamanville 3	72
D - Une contribution décevante des activités de fourniture de services énergétiques.....	73
IV - LA CONTRIBUTION POSITIVE ET PRÉVISIBLE DES ACTIVITÉS RÉGULÉES	73
A - Des résultats d'Enedis marqués par le cadre protecteur du Turpe	74
B - Une contribution constante de RTE aux résultats du groupe	75
C - Une contribution plus limitée mais croissante des autres activités régulées	76
V - LES ACTIVITÉS INTERNATIONALES : DES PERFORMANCES FINANCIÈRES TROP LIMITÉES, DES CASHFLOWS LESTÉS PAR LE PROJET HPC	77
A - Une contribution négative des activités britanniques affectée par le projet HPC	78
B - Les activités italiennes : une génération de <i>cashflows</i> qui s'est redressée depuis 2022	80
C - Des activités internationales concentrant plus de 80 % des pertes de valeurs et dépréciations du groupe.....	82
VI - EDF RENOUVELABLES : UNE ACTIVITÉ CONSOMMATRICE DE CAPITAL DONT LES RÉSULTATS RESTENT FAIBLES.....	83
A - Une activité qui concourt nettement à l'endettement du groupe mais peu aux résultats, notamment sous l'effet d'activités américaines en berne	83
B - Un changement de modèle de détention des actifs dont les effets sont encore peu sensibles	84
C - Des projets créant peu de valeur et dont la rentabilité nécessite un meilleur suivi	86
VII - LES AUTRES ACTIVITÉS.....	87
A - Dalkia : un développement important malgré des marges modestes	87
B - Des activités de trading qui ont permis de tirer parti de la volatilité des prix de l'énergie	87
C - Framatome, des résultats positifs acquis pour partie auprès d'entités du groupe	88
CHAPITRE III UN MODÈLE CONFRONTÉ À UN PROGRAMME D'INVESTISSEMENT MASSIF	91
I - DES BESOINS D'INVESTISSEMENT TRÈS IMPORTANTS EN FRANCE.....	91
A - Un besoin d'investissement en majorité lié à la filière nucléaire	91
B - Le renouvellement des concessions hydroélectriques	94
C - Un investissement de près de 200 Md€ dans les réseaux, dont la moitié à consolider par le groupe	95
D - Un programme d'investissements nets du groupe susceptible d'atteindre 460 Md€ entre 2025 et 2040.....	97
II - DE FORTES INCERTITUDES SUR LA CAPACITÉ D'AUTO-FINANCEMENT DU GROUPE	98
A - L'exposition des <i>cashflows</i> futurs d'EDF aux évolutions de prix de marché	99
B - La difficile mise en place des contractualisations de long terme	102
C - Une capacité de financement conditionnée à la prolongation du parc REP et à ses performances opérationnelles	103
III - UN MODÈLE DE FINANCEMENT ET UN PARTAGE DE RISQUES À DÉFINIR.....	104
A - Un effort de financement de l'État à expliciter	105
B - Le recours aux leviers mobilisables par EDF	108
C - La contribution des consommateurs français au financement du nouveau parc de production d'EDF	113
LISTE DES ABRÉVIATIONS	117
ANNEXES	118

Procédures et méthodes

Les rapports de la Cour des comptes sont réalisés par l'une des six chambres que comprend la Cour ou par une formation associant plusieurs chambres et/ou plusieurs chambres régionales ou territoriales des comptes.

Trois principes fondamentaux gouvernent l'organisation et l'activité de la Cour ainsi que des chambres régionales et territoriales des comptes, donc aussi bien l'exécution de leurs contrôles et enquêtes que l'élaboration des rapports publics : l'indépendance, la contradiction et la collégialité.

L'indépendance institutionnelle des juridictions financières et l'indépendance statutaire de leurs membres garantissent que les contrôles effectués et les conclusions tirées le sont en toute liberté d'appréciation.

La contradiction implique que toutes les constatations et appréciations faites lors d'un contrôle ou d'une enquête, de même que toutes les observations et recommandations formulées ensuite, sont systématiquement soumises aux responsables des administrations ou organismes concernés ; elles ne peuvent être rendues définitives qu'après prise en compte des réponses reçues et, s'il y a lieu, après audition des responsables concernés.

Sauf pour les rapports réalisés à la demande du Parlement ou du Gouvernement, la publication d'un rapport est nécessairement précédée par la communication du projet de texte, que la Cour se propose de publier, aux ministres et aux responsables des organismes concernés, ainsi qu'aux autres personnes morales ou physiques directement intéressées. Dans le rapport publié, leurs réponses sont présentées en annexe du texte de la Cour.

La collégialité intervient pour conclure les principales étapes des procédures de contrôle et de publication. Tout contrôle ou enquête est confié à un ou plusieurs rapporteurs. Le rapport d'instruction, comme les projets ultérieurs d'observations et de recommandations, provisoires et définitives, sont examinés et délibérés de façon collégiale, par une formation comprenant au moins trois magistrats. L'un des magistrats assure le rôle de contre-rapporteur et veille à la qualité des contrôles.

**

Le Parlement peut demander à la Cour des comptes la réalisation d'enquêtes, sur la base du 2^o de l'article 58 de la loi organique n° 2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances (commissions des finances), de l'article LO 132-3-1 du code des juridictions financières (commissions des affaires sociales) ou de l'article L. 132-6 du code des juridictions financières (présidents des assemblées).

La Cour des comptes a été saisie par le président de la commission des finances, de l'économie générale et du contrôle budgétaire de l'Assemblée nationale, par lettre du 10 octobre 2024, en application du 2^o de l'article 58 de la loi organique n° 2001 - 692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, d'une demande d'enquête portant sur le modèle économique d'EDF. Par courrier du 12 mars 2025, le Premier président a donné son accord pour cette enquête et en a précisé les modalités et le calendrier.

Des questionnaires ont été envoyés à Électricité de France, l'agence des participations de l'État (APE) ainsi qu'à la Direction générale de l'énergie et du climat. Des réunions ont été tenues avec, outre ces interlocuteurs, la direction générale du Trésor, la commission de régulation de l'énergie (CRE) et le contrôle général économique et financier. La procédure contradictoire, complétée de trois auditions, a permis utilement aux destinataires d'observations provisoires de faire part de leurs remarques.

**

Le projet de rapport a été délibéré, le 4 juillet 2025 par la deuxième chambre présidée par Mme Mercereau, présidente de chambre, et composée de MM. Guéroult, Tricaud, et Gout, conseillers maîtres, Mme Domenach, conseillère maître en service extraordinaire, ainsi que de M. Allain, conseiller maître, en tant que contre-rapporteur. M. Richard, conseiller maître, M. Gareau, conseiller référendaire, et M. Lacassagne, auditeur, en sont les rapporteurs.

Il a été examiné le 18 juillet 2025 par le comité du rapport public et des programmes de la Cour des comptes, composé de M. Moscovici, Premier président, M. Hayez, rapporteur général, Mme Camby, M. Bertucci, Mme Mercereau et M. Lejeune, présidences et présidents de chambre de la Cour, M. Maistre, président de chambre maintenu, président par intérim à la quatrième chambre, M. Vallernaud et M. Oseredczuk, présidents de section, représentant respectivement M. Meddah, président de la 3^{ème} chambre, et Mme Thibault, présidente de la 5^{ème} chambre, M. Albertini, Mme Mouysset, Mme Daussin-Charpantier, et Mme Daam, présidences et président de chambre régionale des comptes, et M. Groper, premier avocat général, représentant Mme Hamayon, Procureure générale, entendu en ses avis.

Les rapports publics de la Cour des comptes sont accessibles en ligne sur le site internet de la Cour et des chambres régionales et territoriales des comptes : www.ccomptes.fr.

Synthèse

Le groupe EDF se positionne en tête des entreprises électro-gazières européennes tant en termes de chiffre d'affaires, que de bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciations et amortissements (Ebitda¹) ou de volume annuel d'investissements. Atypique de par le poids du nucléaire dans son parc de production, mais aussi par l'ampleur de sa position dominante dans son pays d'implantation historique, il présente par ailleurs une proportion de son chiffre d'affaires strictement régulé ou contractualisé à long terme, plus faible que ses principaux homologues européens, et une présence relative à l'international plus modeste. Il se distingue aussi par son activité de conception et de construction de centrales de production, en particulier nucléaires et hydrauliques, pour son propre usage ou pour des clients tiers.

Malgré un mouvement de diversification ancien, tant sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie que sur le plan géographique, en particulier en Europe, il constitue avant tout et de loin le principal producteur et fournisseur d'électricité en France et une entreprise publique désormais détenue en totalité par l'État. Héritier d'un monopole public intégré, il opère aujourd'hui en majorité sur des marchés ouverts à la concurrence, y compris en France, où il est cependant soumis à de nombreuses missions de service public et à une régulation spécifique sur ses ventes d'électricité. Il doit ainsi concilier son intérêt social et ses objectifs de rentabilité et de soutenabilité financière avec le cadre que lui fixe l'État régulateur en vue de préserver la compétitivité de l'économie française et de contenir les factures énergétiques, ce qui devrait encourager l'électrification attendue des usages.

Un modèle économique encore dominé par le poids historique des activités de production-commercialisation et de gestion de réseaux électriques en France

Issue d'un établissement public industriel et commercial (Épic) en monopole sur le territoire français, de la production à la fourniture d'électricité, en passant par le transport et la distribution, EDF, société anonyme depuis 2005, et ses filiales, exercent aujourd'hui leur activité de façon diversifiée dans le domaine de l'énergie et dans de nombreux pays.

Les activités en France restent toutefois largement majoritaires, en couvrant plus des deux tiers de l'Ebitda comme des immobilisations du groupe. Ces activités s'exercent tout d'abord sur les segments régulés de la gestion des réseaux électriques, même si les directives européennes ont imposé un minimum de séparation juridique et comptable entre ces activités monopolistiques par nature et les autres segments, production et commercialisation, désormais ouverts à la concurrence et soumises aux règles du marché intérieur. Elles assurent à EDF, sur une proportion portant jusqu'à 30 % de l'Ebitda du groupe, un revenu relativement stable et prévisible, en particulier indépendant des variations des prix de l'énergie.

¹ Acronyme de “*Earnings Before Interest, Taxes, depreciation, and Amortization*”. Par la suite dans le rapport, il ne sera fait référence qu'à l'Ebitda.

Les activités de production et commercialisation en France assurent en temps normal, c'est-à-dire à l'exception de l'année 2022, entre 40 et 60 % de l'Ebitda du groupe et représentent le principal secteur opérationnel d'EDF. La société bénéficie pour ces activités d'importantes parts de marché par rapport à ses concurrents. Les coûts de production de ses parcs nucléaire et hydraulique restent compétitifs et le parc de production historique d'EDF dans son ensemble est susceptible de créer de la valeur dès que les prix de vente dépassent 60 à 65 €₂₀₂₂/MWh, malgré un certain nombre de contraintes spécifiques pesant sur ces coûts (statut des industries électriques et gazières - IEG, obligations de fin de cycle nucléaire) et le pilotage unifié d'un large parc de production tout comme l'intégration verticale jusqu'à la commercialisation présentent des avantages en termes de gestion des risques. Mais les modalités de vente sont, elles aussi, contraintes par les régulations publiques nationales qui visent à offrir des prix de vente compétitifs aux clients finals, et sous surveillance des autorités nationales et européennes chargées de la concurrence. Les dispositifs combinés de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh) et des tarifs réglementés de vente (TRV), ont complexifié la formation des revenus de la vente d'électricité et leur exposition aux variations des prix de marché ; la sensibilité de l'Ebitda de cette activité aux prix de marché est toutefois devenue manifeste à l'occasion de la crise des prix de l'énergie en 2022 et 2023. Cette même période a également mis en évidence la sensibilité des résultats au degré de disponibilité du parc nucléaire, et son exposition au risque de défaut générique, contrepartie d'un parc standardisé.

Parmi les activités historiques, le maintien au sein d'EDF du métier de développeur constructeur de moyens de production, en particulier nucléaire, désormais exercé non seulement en France mais à l'étranger, distingue aussi le groupe par rapport à ses concurrents européens. Il emporte cependant des risques spécifiques associés à la maîtrise des coûts et délais de projets complexes et de longue durée.

Une diversification apportée en particulier par les activités internationales et le développement dans les énergies renouvelables

Si l'implantation d'EDF dans trois pays européens prioritaires, le Royaume-Uni, l'Italie et la Belgique, consiste à répliquer le modèle intégré de la production à la commercialisation, elle induit une diversification des risques en raison, d'une part, de différences dans le *mix* de production et dans les positions structurelles nettes acheteuses ou vendeuses et, d'autre part, de régulations nationales bien différentes, en particulier sur la vente de la production d'origine nucléaire. En revanche, les prix de marché entre la France et ces trois pays suivent des évolutions assez parallèles.

Le reste des activités internationales est dominé par les opérations d'EDF Renouvelables², dont le modèle repose sur des productions presqu'exclusivement couvertes par des contrats à long terme ou des dispositifs de soutiens publics offrant une visibilité équivalente. La rentabilité des projets reste néanmoins dépendante des aléas sur les volumes produits. Enfin, l'activité de développement-vente d'actifs structurés vise à minimiser le stock de capital immobilisé mais peut accroître la volatilité des résultats annuels. Si l'activité d'EDF Renouvelables est aussi appelée à se développer en France, suite aux appels d'offre remportés sur les parcs éoliens en mer, la part de production renouvelable du groupe, hors hydraulique, restait en 2024 inférieure à celle des principaux autres électro-gaziers européens.

² EDF Renouvelables et la direction internationale du Groupe EDF ont été regroupés dans EDF Power Solutions en juin 2025.

Une rentabilité des capitaux hétérogène selon les secteurs et globalement en baisse tendancielle avant la crise des prix de l'énergie de 2022

Alors que le groupe affichait au début des années 2010 des taux de rentabilité des capitaux engagés satisfaisants, à près de 10 % en neutralisant les immobilisations en cours, ces taux ont tendanciellement baissé jusqu'en 2021 pour atteindre des niveaux ne permettant plus au groupe de créer de la valeur. Les différentes activités du groupe affichent cependant des niveaux et des évolutions de rentabilité assez hétérogènes.

Cette évolution traduit essentiellement la baisse de rentabilité qu'a connu le parc nucléaire existant en France sur la période, sous l'effet en particulier d'une disponibilité en diminution tendancielle. La crise des prix de l'énergie combinée au problème de la corrosion sous contrainte a conduit à des évolutions erratiques de la rentabilité annuelle ; devenue négative en 2022 dans le sillage d'une perte de production de près de 80 TWh sur le parc nucléaire, elle a atteint en moyenne sur 2023-2024 un niveau élevé traduisant l'effet de prix de l'électricité exceptionnellement hauts en France comme dans les trois autres principaux pays d'implantation du groupe. Hors de cette période exceptionnelle, la rentabilité des activités à l'étranger a été significativement plus faible, en moyenne, que celle de l'activité de production-commercialisation en France, en dépit des régulations qui encadrent cette dernière et malgré les résultats décevants des filiales de services énergétiques. Les activités régulées en France présentent, quant à elles, les taux de création de valeur les plus élevés parmi les différents secteurs d'activité du groupe, si l'on tient compte de la particularité attachée aux passifs de concession et du caractère peu risqué de ces activités.

Enfin, si la rentabilité de l'activité d'EDF Renouvelables résulte essentiellement des taux de rendement interne (TRI) obtenus sur les différents investissements de l'entreprise, les écarts constatés sur une partie des projets entre TRI espéré initialement et TRI actualisé invite à systématiser le suivi de ces rendements sur l'ensemble du portefeuille d'EDF Renouvelables pour en tirer les conséquences sur la politique d'investissement et le choix des futurs projets.

De 2012 à 2024, des *cashflows* insuffisants pour financer les investissements du groupe sans une hausse significative de l'endettement financier

À l'échelle du groupe, l'endettement financier a cru de 23 Md€ entre 2012 et 2024, alors même que plusieurs augmentations de capital sont intervenues, en plus d'un renoncement quasi-systématique de l'État au versement de dividendes en numéraire depuis 2015, ainsi que différents plans de cessions d'actifs. Cette évolution résulte de l'absence de génération significative de *cashflow* positif par les opérations (avant frais financiers et impôts sur les bénéfices) sur la période à l'échelle du groupe, en dépit notamment des plans successifs de maîtrise des dépenses d'exploitation (Opex) ayant permis, selon EDF, de réduire de près de 1,8 Md€ leur montant annuel entre 2014 et 2022. Les contributions de chacun des secteurs d'activité à l'évolution des *cashflows* sont nettement différencierées.

Dans le détail, seules les activités régulées en France ont généré un *cashflow* attribuable³ régulièrement positif, de l'ordre de 800 M€ par an en moyenne. Sur la période 2017-2024, c'est l'activité d'EDF Trading qui a généré le cashflow le plus significatif (13 Md€), mais à raison de l'exceptionnelle volatilité des prix de l'énergie en 2022. Au sein des activités de production-commercialisation France, si l'exploitation des parcs nucléaire et hydraulique permet de générer depuis 2015, en moyenne, des cashflows significatifs, ces derniers ont été majoritairement absorbés par les dépenses d'investissement et les surcoûts de construction de l'EPR de Flamanville. Sur les différentes activités internationales, hors EDF Renouvelables, les opérations du groupe sont globalement sources de consommation nette de cashflow sur la période en raison des dépenses d'investissement sur le projet d'EPR Hinkley Point C (HPC). Les activités en Italie de la filiale Edison ont en revanche pu engendrer un *cashflow* cumulé positif depuis 2017. Enfin, le développement des investissements d'EDF Renouvelables a fait aussi de ce secteur une source de consommation systématique de cashflow sur la période, malgré l'activité de développement-vente.

Le niveau d'endettement financier net (EFN) atteint ainsi 54,3 Md€ fin 2024. Si le ratio EFN/Ebitda est, quant à lui, satisfaisant en 2024, il traduit l'effet de prix de vente encore marqués par la crise de 2022. La situation financière d'EDF reste en tout état de cause un sujet d'attention majeur dans la mesure où un important programme d'investissements attend le groupe sur les prochaines années.

Un modèle de financement à consolider pour le programme d'investissement du groupe sur les 15 prochaines années

Selon les projections d'EDF réalisées en 2023, et toujours susceptibles d'évolutions, le groupe doit financer un programme d'investissements qui pourrait atteindre, sous toutes réserves, 460 Md€⁴, sur les années 2025-2040, dont l'essentiel en France : 90 Md€ pour la maintenance et la prolongation du parc nucléaire existant, 115 Md€ pour la construction de 14 EPR2 (75 Md€ pour les six premiers), 15 Md€ pour le parc hydraulique, sous réserve d'une issue sur la question du renouvellement des concessions, plus de 100 Md€ sur le réseau d'Enedis. Mais ces projections incluent aussi près de 60 Md€ d'investissements à l'étranger et 30 Md€ par l'intermédiaire d'EDF Renouvelables. S'y ajoutent autour de 30 Md€ de financement par EDF des investissements d'Orano pour le renouvellement des installations de l'aval du cycle.

Dans le même temps, EDF est confronté à d'importantes incertitudes sur sa capacité de financement à long terme. En effet, dans le cadre du dispositif post-Arenh désormais prévu par la LFI 2025, l'Ebitda d'EDF est très fortement exposé aux aléas d'évolution des prix de marché de l'électricité : entre un prix de 50 €₂₀₂₂/MWh et un prix de 95 €₂₀₂₂/MWh sur 15 ans, d'après les simulations réalisées par la Cour à titre illustratif, l'EFN fin 2040 varierait de 250 à 160 Md€, toutes choses égales par ailleurs et sous certaines hypothèses, notamment en matière de politique de dividendes. Par ailleurs, la capacité d'autofinancement d'EDF est aussi conditionnée par les performances opérationnelles du parc nucléaire et la réussite de la prolongation de sa durée de vie. La mise en place de contrats de vente d'électricité de long terme, susceptible de sécuriser une partie des revenus d'EDF, a connu, quant à elle, une mise en place difficile, avec la question délicate du prix, et pour des volumes qui resteront de toute façon limités.

³ Ebitda cash + variation de BFR – Investissements nets.

⁴ À l'échelle de son périmètre de consolidation par intégration globale et de différentes sociétés mises en équivalence. Au-delà de ce périmètre, près de 100 Md€ sont aussi projetés au titre des investissements à réaliser par RTE sur le réseau de transport d'électricité.

Un temps envisagée par les pouvoirs publics, la formule d'un contrat pour différence (CfD) appliquée au parc existant, et donc nécessairement fondé sur ses coûts complets de production, ne permettrait toutefois pas à EDF d'autofinancer l'ensemble de son programme d'investissement (avec une politique de dividendes reversant à l'État 50 % du résultat) sans accroissement excessif de son endettement net. Dans ce contexte, le modèle de financement d'EDF devrait, pour préserver une trajectoire financière soutenable pour le groupe, être défini à partir d'une répartition claire de l'effort financier entre l'État, désormais actionnaire unique, EDF et les clients finals.

En ce qui concerne l'intervention de l'État, les annonces faites à l'issue du conseil de politique nucléaire (CPN) du 17 mars 2025 portent sur un prêt bonifié couvrant au moins la moitié des coûts de construction des futurs EPR2, sans précision à ce stade sur le partage des risques aux différents stades du projet. Or, la fixation précise et préalable des modalités de partage des risques entre EDF et l'État est essentielle pour préserver à la fois les incitations à la conduite du projet, côté entreprise, et les finances publiques.

Au demeurant, un tel prêt peut répondre aux besoins de liquidités d'EDF mais il ne résout pas la question de l'accroissement de l'endettement net et de la dégradation des ratios financiers. Parmi les leviers de financement possibles figure aussi la fixation de la politique de dividendes, qui a un effet direct sur le niveau d'endettement, et sur les finances publiques. Or, cet aspect déterminant n'est pas évoqué dans les annonces issues du CPN. Il importe que ce sujet soit clarifié dès à présent et que l'État définisse la politique de dividendes qu'il entend appliquer à EDF.

Par ailleurs, un partage des efforts entre toutes les parties prenantes implique qu'EDF lui-même mobilise tous les leviers dont il dispose pour maximiser sa capacité d'autofinancement. Le nouveau projet d'entreprise établi en 2024 prévoit un nouveau dispositif de suivi de la performance orienté vers la maximisation du *cashflow* et une limitation des investissements en fonds propres, en particulier pour les activités internationales et renouvelables. Mais ce projet exclut pour le moment toute remise en cause du périmètre des activités du groupe alors que le recours à des cessions totales ou partielles d'un certain nombre de participations et de filiales constituerait un levier de financement du programme d'investissements du groupe, mobilisable notamment dans des scénarios de prix les plus défavorables. En tout état de cause, il revient à EDF de procéder à une revue stratégique des investissements, participations et filiales du groupe afin d'identifier la manière dont ceux-ci pourraient évoluer pour permettre au groupe de financer ses investissements prioritaires en France.

Enfin, la question du prix de vente de l'électricité est le premier déterminant de la capacité de financement d'EDF. Mais elle est aussi au cœur des préoccupations de compétitivité pour l'industrie et de pouvoir d'achat pour les ménages et peut être vue également comme un facteur essentiel du rythme et de l'ampleur de l'électrification attendue des usages. Elle fonde ainsi l'intervention de l'État régulateur, qui a jusqu'à présent pour objectif de répercuter aux clients finals des prix reflétant les coûts de production du mix français. Or, la Cour constate, d'une part, que l'État envisage que les prix de vente de la production du parc existant puissent explicitement contribuer au financement du parc d'EPR2 (à travers la fixation des seuils de taxation d'EDF), et, d'autre part, qu'il est prévu que la production future du parc d'EPR2 fasse l'objet d'un CfD. À cet égard, si ce CfD a vocation à être répercuté sur les clients finals, les modalités de fixation de son prix, sa durée et ses conditions d'exercice seront déterminants pour apprécier la bonne répercussion des coûts de production du *mix* français aux clients finals.

Récapitulatif des recommandations

1. Assurer un suivi systématique de la rentabilité des investissements d'EDF Renouvelables, y compris ceux faisant l'objet d'un co-financement (*EDF, 2025*).
2. Fixer, préalablement à la décision finale d'investissement du programme des EPR2, les modalités de partage des risques entre l'État et EDF (*APE, DGEC, 2025*).
3. Préciser la politique de dividendes qui sera appliquée à EDF (*APE, 2025*).
4. Procéder à une revue stratégique des investissements, participations et filiales du groupe EDF (*EDF, 2025*).

Introduction

Électricité de France (EDF) est une société anonyme dont le capital est désormais détenu à 100 % par l'État. Son objet social, figurant dans ses statuts, vise en particulier, « *en France et à l'étranger* », à « *assurer la production, le transport, la distribution, la fourniture et le négoce d'énergie électrique [et] assurer l'importation et l'exportation de cette énergie* ». Il mentionne également les missions de service public assurées par EDF au titre des lois, règlements et traités de concession : le développement et l'exploitation des réseaux électriques, la fourniture d'électricité au tarif réglementé et la fourniture d'électricité de secours, ainsi que le fait de contribuer à « *la réalisation des objectifs définis par la programmation pluriannuelle des investissements de production arrêtée par le ministre chargé de l'énergie* ».

Au-delà du secteur de l'électricité, l'objet social prévoit qu'EDF puisse « *développer plus généralement toute activité industrielle, commerciale et de service [...] dans le domaine de l'énergie, à toute catégorie de clientèle* ». Les opérations industrielles, commerciales ou financières d'EDF peuvent en outre concerter « *tous objets qui seraient de nature à favoriser ou à développer les affaires de la société* ». Le groupe s'est par ailleurs doté en 2020 d'une raison d'être, inscrite dans les statuts d'EDF SA⁵, qui est de « *construire un avenir énergétique neutre en CO₂ conciliant préservation de la planète, bien-être et développement grâce à l'électricité et à des solutions et services innovants* ».

Le groupe EDF, à travers EDF SA et l'ensemble de ses filiales, couvre une large palette d'activités dans le secteur de l'énergie, en France et à l'étranger, et notamment sur toute la chaîne de valeur de la production à la fourniture d'électricité. En 2024, l'entreprise a réalisé un chiffre d'affaires de 118 Md€, son Ebitda (cf. glossaire) s'élève à 36,5 Md€ et elle emploie 181 550 salariés dans l'ensemble de ses activités, dont 80 % en France.

Parmi les entreprises électro-gazières européennes, EDF figure largement en tête en 2023 tant en ce qui concerne le chiffre d'affaires et l'Ebitda que les investissements annuels.

Tableau n° 1 : place d'EDF parmi les entreprises électro-gazières européennes

Top 3 des électro-gazières	N° 1	N° 2	N° 3
Chiffre d'affaires 2023	EDF (139,2 Md€)	Uniper (107,9 Md€)	Enel (95,5 Md€)
Ebitda 2023	EDF (39,9 Md€)	Enel (21,9 Md€)	Engie (15,0 Md€)
Investissements 2023	EDF (21,0 Md€)	Enel (12,9 Md€)	Iberdrola (7,9 Md€)

Source : données Watt's Next – 10^{ème} baromètre financier des énergéticiens européens

⁵ L'article 1835 du code civil précise que la raison d'être est « *constituée des principes dont la société se dote et pour le respect desquels elle entend affecter des moyens dans la réalisation de son activité* ».

EDF est l'héritière d'un monopole historique sur l'ensemble du secteur électrique en France, ce qui se traduit encore aujourd'hui par des parts de marché élevées sur les segments ouverts à la concurrence, le maintien dans son périmètre des réseaux de distribution et de transport, filialisés, et d'importantes missions de service public.

Surtout, elle doit concilier son intérêt social et ses objectifs de rentabilité et de soutenabilité financière avec le cadre que lui fixe l'État régulateur en vue de préserver la compétitivité de l'économie française et de contenir les factures énergétiques des ménages, ce qui devrait favoriser l'électrification attendue des usages dans le cadre des trajectoires de décarbonation.

Alors que les modalités de vente de la majeure partie de sa production électrique seront fondamentalement revues à partir de 2026 et que les évolutions du système électrique français pour les prochaines décennies vont conduire EDF à investir très massivement en France pour le renouvellement de son parc de production et l'adaptation et le développement des réseaux, la Cour, sollicitée par la commission des finances de l'Assemblée nationale, a examiné en quoi le modèle économique d'EDF peut répondre ou doit s'adapter à ces enjeux. Par modèle économique, on entend en effet notamment la nature et le champ des activités exercées, les modalités de formation du chiffre d'affaires et l'exploitation d'avantages comparatifs en termes de coûts de production, et plus généralement les moyens mis en œuvre pour que le groupe atteigne les objectifs assignés tout en assurant une trajectoire financière soutenable.

Après une analyse des principales caractéristiques de ce modèle et des contraintes auxquelles il est exposé (chapitre 1), puis un examen des résultats de ce modèle sur les grands agrégats et ratios financiers du groupe, ayant abouti à un endettement déjà préoccupant (chapitre 2), le présent rapport détaille les besoins d'investissements d'EDF à l'horizon 2040 et l'enjeu des décisions déjà prises ou encore à prendre sur la répartition de leur financement à court et long terme entre les acteurs susceptibles de le supporter : l'entreprise elle-même, l'État et les clients finals (chapitre 3).

Chapitre I

Les caractéristiques du modèle économique d'EDF issues de son histoire

I - Un groupe diversifié mais encore marqué par le modèle intégré des activités du secteur électrique en France

A - Une entreprise publique héritière d'un établissement public intégré et déjà présent à l'international

Resté établissement public à caractère industriel et commercial (Épic) de 1946 à 2004, EDF regroupait en son sein des activités longtemps exercées en quasi-monopole pour la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l'électricité en France. En outre, la distribution et la commercialisation étaient assurées à la fois pour l'électricité (EDF) et pour le gaz (GDF) par une direction commune EDF-GDF Services. La séparation complète des activités électriques et gazières d'EDF-GDF a pris du temps. Après la transformation d'EDF et de GDF en sociétés anonymes en 2004 et la création en 2008 de filiales chargées de l'activité monopolistique de gestion des réseaux de distribution de l'électricité (ERDF) d'un côté et du gaz de l'autre (GRDF), un « service commun » aux deux filiales dont l'existence est prévue par la loi⁶ a perduré jusqu'à présent, même si son périmètre a été de plus en plus restreint.

Outre les liens entre EDF et GDF (devenue Suez puis Engie), l'entreprise EDF créée en 2004 a conservé dans son périmètre « groupe » les activités de transport et de distribution d'électricité, pour lesquelles les directives européennes ont prévu une séparation comptable et juridique vis-à-vis des activités de production et de commercialisation. Ces activités de réseau, par nature monopolistiques et régulées, ont été filialisées au sein de deux entreprises : Enedis détenue directement par EDF SA à 100 %, et RTE détenue aujourd'hui indirectement à 50,1 % par EDF SA (et non consolidée par intégration globale dans les comptes du groupe).

Les activités internationales d'EDF avaient débuté avant 2004. Un premier mouvement intervient dans le courant des années 1990 avec un développement qui se concentre en Amérique du Sud, au Royaume-Uni (1998-2002), en Allemagne (2001), puis en Italie (2005) afin de développer des activités de production, de commercialisation et de distribution d'électricité. En France, l'Épic était en outre déjà diversifié en direction des services énergétiques à travers une participation de 34 % dans Dalkia Holding.

⁶ Article L.111-71 du code de l'énergie.

B - Un groupe aujourd’hui présent sur l’ensemble de la chaîne de valeur de l’énergie et diversifié sectoriellement et géographiquement

Après la transformation du groupe en société anonyme (2004) et la libéralisation des marchés de l’énergie, à partir des années 2000, permettant d’ouvrir à la concurrence la production et la commercialisation de l’énergie, un second mouvement de développement des activités internationales se traduit par des acquisitions importantes au Royaume-Uni, en Italie et, dans une moindre mesure, en Belgique. La stratégie poursuivie par le groupe EDF est similaire dans chacun de ces pays : l’acquisition d’entreprises intégrant production et commercialisation d’électricité à l’instar de l’activité réalisée en France de longue date.

L’accroissement de l’activité internationale s’est également accompagné d’une diversification sectorielle portée par le développement des énergies renouvelables. En 2011, le groupe crée la filiale EDF Renouvelables, devenue EDF Power solutions depuis juin 2025, dont l’activité consiste à développer et exploiter des parcs de production d’énergie renouvelable, solaire et éolien pour l’essentiel. Le développement des énergies renouvelables permet également la diversification des modes de rémunération : avec des productions couvertes par des contrats de long-terme, financés ou non par la puissance publique, EDF renouvelables développe une activité moins sensible aux variations des prix de marché. La filiale s’est développée prioritairement à l’étranger avant d’accroître son activité en France à la suite du développement des appels à projets portant sur l’éolien en mer.

La diversification a aussi concerné le positionnement sur le marché des services énergétiques (performance énergétique, développement des réseaux de chaleur ou de froid, rénovation énergétique des bâtiments) avec l’acquisition du groupe Dalkia (2014) qui intervient auprès des entreprises et des collectivités publiques. Si l’activité de Dalkia est essentiellement française, une part significative de son activité est réalisée à l’étranger (20 % en 2024).

Enfin, l’acquisition de Framatome en 2018⁷ et d’Arabelle (ex- *GE Alstom Nuclear System* ou *GEAST*) en 2024 a renforcé les compétences d’EDF en matière de conception et de réalisation des réacteurs nucléaires. Là où Framatome dispose d’une expertise en matière d’îlot nucléaire (là où la fission nucléaire produit de la chaleur), Arabelle concentre ses activités sur l’îlot conventionnel (là où cette chaleur est transformée en courant électrique), de sorte qu’EDF maîtrise désormais l’essentiel de la chaîne de valeur de la construction de réacteurs nucléaires. Ces deux entreprises, réunies au sein du nouveau pôle « industrie et services », réalisent la moitié de leur chiffre d’affaires au sein du groupe EDF et l’autre moitié auprès de clients externes.

Le groupe EDF exerce ainsi aujourd’hui, à travers ses différentes filiales, son activité sur l’ensemble de la chaîne de valeur du marché de l’énergie en France comme à l’étranger. Il couvre à la fois des activités régulées (exploitation des réseaux de transport et de distribution d’électricité, production et commercialisation d’énergie dans les zones non interconnectées) et des activités non régulées qu’il exerce sur des segments de marché ouverts à la concurrence tant sur le territoire national qu’à l’étranger.

⁷ EDF détient 80,5 % de Framatome et MHI le capital restant.

Les poids respectifs des diverses activités du groupe apparaissent à travers la répartition entre secteurs opérationnels⁸, en application de la norme IFRS 8 (cf. annexe n°3), des données comptables des comptes consolidés que fournit EDF. Ils permettent de constater qu'en dépit du développement d'EDF à l'international, les activités en France continuent de représenter une part prépondérante dans le compte de résultat et le bilan du groupe : les activités de production, de commercialisation et les activités régulées représentent 72,6 % de l'Ebitda. En outre, d'autres secteurs opérationnels interviennent également sur le territoire national comme Dalkia ou le secteur « Industrie et Services » qui comprend les activités de Framatome et Arabelle Solutions. Le poids des activités du groupe sur le territoire national lui confère une particularité par rapport à ses principaux concurrents électro-gaziers européens (cf. annexe n°4).

Tableau n° 2 : éléments de bilan et de compte de résultat du groupe EDF par secteur opérationnel pour l'exercice 2024

<i>En millions d'euros</i>	France – Production et Commercialisation	France – Activités régulées	Industrie et Services	Royaume-Uni	Italie	Autre International	EDF Renouvelables	Dalkia	Autres métiers	Total ⁹
<i>Éléments de compte de résultat</i>										
Chiffre d'affaires	50 966	20 071	5 173	17 498	15 223	4 596	2 154	6 018	4 848	118 690
Ebitda	20 950	5 576	499	3 485	1 762	835	1 387	425	1 985	36 523
Résultat d'exploitation	11 698	1 823	92	1 283	531	557	506	45	2 149	18 327
<i>Autres éléments comptables</i>										
Investissements corporels et incorporels	7 709	5 803	522	7 152	596	413	2 068	478	38	24 779
Total actif	214 091	76 443	7 296	18 781	4 577	20 345	14 852	5 429	3 391	365 205

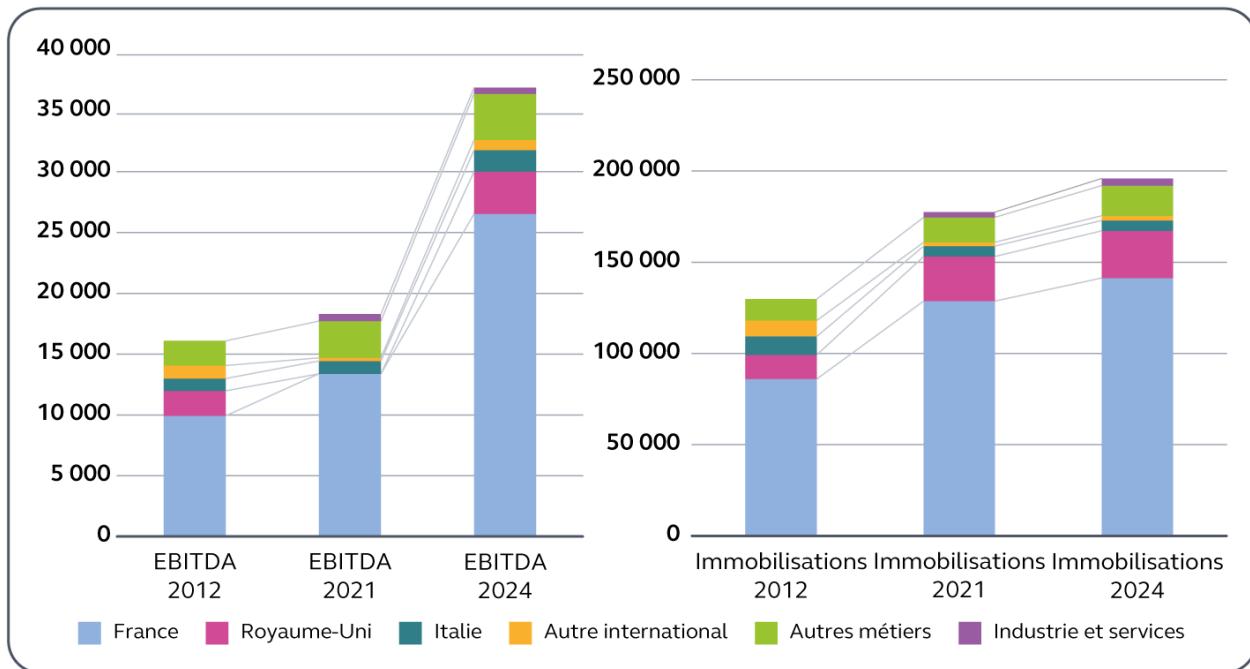
Source : Cour des comptes à partir des comptes consolidés d'EDF pour l'exercice 2024

Comme le montre le graphique suivant, entre 2012 et 2024, le poids des activités de production commercialisation et de réseau en France a même plutôt augmenté tant en termes d'Ebitda qu'en termes d'immobilisations corporelles et incorporelles, au détriment du poids des activités internationales hors Royaume-Uni.

⁸ Ces secteurs sont ceux pour lesquels EDF fournit une information financière (éléments de bilans et de compte de résultat) dans ses documents d'enregistrement universel et qui sont régulièrement examinés par le comité exécutif du groupe EDF.

⁹ Le total des différents agrégats présentés dans le tableau est net des flux inter-secteurs (produits et charges résultant d'échanges au sein du groupe) afin d'éviter toute double comptabilisation.

Graphique n° 1 : évolution de l'Ebitda et des immobilisations par secteurs opérationnels entre 2012 et 2024 (en M€)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

NB : la comparaison est faite à la maille des secteurs opérationnels des comptes 2012, plus agrégée que celle des années postérieures à 2017.

C - D'importantes missions de service public en France

Les articles L.121-1 et suivants du code de l'énergie définissent les obligations de service public assignées aux entreprises du secteur de l'électricité qui opèrent en France. Le groupe EDF est le principal concerné par ces obligations. Selon les cas, les activités découlant de ces obligations sont rémunérées par des tarifs publics ou voient leurs coûts compensés par l'État au titre des charges de service public de l'énergie.

1 - La gestion des réseaux d'électricité par les filiales d'EDF

Selon l'article L.121-4, les missions de développement et d'exploitation des réseaux d'électricité s'adressent directement à EDF, dans les ZNI, à Enedis en France continentale sur sa zone de desserte (95 % du territoire) pour le réseau de distribution, et à RTE pour le réseau de transport. Sur les 5 % restant du réseau de distribution, ce sont des entreprises locales de distribution (ELD) qui sont gestionnaires, la principale (en nombre de clients) étant Électricité de Strasbourg, filiale d'EDF à 88,6 % (cf. *infra*). Ces missions se confondent ainsi avec l'activité naturellement monopolistique, sur un territoire donné, de gestionnaire de réseau. Le coût d'accomplissement de ces missions est couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe), recette tarifaire des gestionnaires supportée par les consommateurs d'électricité et qui détermine les résultats annuels d'Enedis, de RTE et de Strasbourg électricité réseaux (cf. *infra*).

2 - Le développement de l'approvisionnement en électricité

Selon l'article L.121-3, les producteurs d'électricité ont quant à eux pour mission de développer de façon équilibrée l'approvisionnement en électricité sur tout le territoire (y compris les zones non interconnectées) en réalisant les objectifs définis par les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE). EDF est spécifiquement concerné par ces missions à raison du rôle que lui confie la loi dans le fonctionnement des mécanismes de soutien aux EnR électriques et, pour les décisions de développement de ses propres moyens de production, à raison de son poids dans la production nationale (plus de 75 %).

En ce qui concerne ses propres décisions en matière de capacités de production, EDF doit établir, en vertu de l'article L.311-5-7 du code de l'énergie, « *un plan stratégique, qui présente les actions qu'il s'engage à mettre en œuvre pour respecter les objectifs de sécurité d'approvisionnement et de diversification de la production d'électricité fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie* ». Le dernier plan stratégique d'entreprise (PSE) en date a été transmis en octobre 2020 à la ministre chargée de l'énergie. Sa compatibilité avec la PPE 2019-2023 a été approuvée par l'autorité administrative en avril 2021.

En ce qui concerne le soutien aux EnR, en vertu des articles L.314-1 et L.314-18 du code de l'énergie, EDF est tenu, en dehors des zones de desserte des ELD, de conclure des contrats d'obligations d'achat (OA) ou de compléments de rémunération (CR) avec les producteurs d'électricité d'origine renouvelable (EnR) qui le demandent. En pratique, EDF achète aux titulaires d'un contrat d'OA leur production au prix garanti fixé par le contrat puis revend les volumes correspondant sur les marchés ; l'écart entre le montant des achats et le montant des reventes est compensé par l'État. Pour les compléments de rémunération, EDF reçoit une compensation égale au montant qu'il a versé directement aux producteurs. Enfin, depuis 2018, les frais de gestion engendrés par cette activité (74 M€ en 2023) sont également compensés. Ces obligations représentent des montants annuels importants et, pour les obligations d'achat, des volumes échangés significatifs, équivalents à plus de 10 % de sa propre production.

Tableau n° 3 : volumes et montants concernés par les obligations d'achats et les compléments de rémunération incomptant à EDF

		2019	2020	2021	2022	2023
<i>Obligations d'achat</i>	Volumes achetés/revendu (TWh)	59,3	61,8	56,6	50,8	49,1
	Montants des achats (Md€)	8,06	8,22	8,37	8,69	8,25
	Montants des reventes* (Md€)	2,22	2,45	4,82	8,78	10,75
<i>Complément de rémunération</i>	Montant versé (+) ou reçu (-) par EDF (Md€)	0,1	0,33	- 0,1	- 0,45	- 1,71

* Énergie seule, hors reventes de garanties de capacités.

Sources : données EDF et CRE

Hormis la question des frais de gestion antérieurs à 2018, EDF n'identifie pas de sous-couverture des charges supportées à raison des obligations d'achat et des compléments de rémunération. La gestion budgétaire des compensations de CSPE par l'État introduit en revanche d'importantes variations de besoin en fonds de roulement pour EDF. Si les modes de compensation des CSPE en vigueur avant 2016 avaient abouti à l'accumulation d'une créance d'EDF sur l'État de 5,9 Md€ fin 2015¹⁰, le mécanisme en vigueur depuis 2016 a quant à lui conduit à des variations de BFR significatives sur les dernières années¹¹ : - 2,6 Md€ en 2021, - 5,8 Md€ en 2022, +4,1 Md€¹² en 2023, dans un contexte de prix de marché très volatils.

3 - Les missions de fourniture d'électricité

Par ailleurs, selon l'article L.121-5 du code l'énergie, une mission particulière de fourniture d'électricité incombe à EDF en dehors des zones de desserte des ELD, consistant à assurer la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV), dont les tarifs sont établis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), pour les clients éligibles qui en font la demande. Le caractère réglementé de ces tarifs se traduit par le fait qu'ils ne reflètent au mieux que partiellement les niveaux des prix de marché. Avant 2015, les TRV étaient établis en fonction des seuls coûts de production d'EDF. Depuis 2015, ils sont assis pour partie sur des références de prix de marché et pour partie sur le prix régulé de l'Arenh (cf. *infra*). En vertu des dispositions de l'article R.337-19 du code de l'énergie, le niveau effectif du TRV doit cependant garantir à EDF au moins la couverture de ses coûts de production et de fourniture, entendus frais financiers compris mais sans intégrer une quelconque rémunération des capitaux propres, selon l'interprétation qu'en a donné le Conseil d'État en 2016¹³. Cette condition se vérifie dorénavant sur trois années glissantes.

Par ailleurs, l'article L.121-5 impose depuis 2019 à EDF de participer aux appels à candidature visant à assurer la fourniture d'électricité de secours (en cas de fournisseur défaillant). Du reste, dans l'attente de tels appels à candidature, l'État a d'emblée désigné EDF comme fournisseur de secours à titre transitoire sur les zones de dessertes de RTE et d'Enedis.

4 - Un contrat de service public datant de 2005 et jamais actualisé

En application de l'article 1^{er} de la loi du 9 août 2004, et à la suite de la transformation d'EDF en société anonyme, EDF a conclu en octobre 2005 un contrat de service public avec l'État, qui comprend de nombreux engagements d'EDF SA, d'Enedis (EDF réseau distribution) et de RTE associés à l'exercice des différentes missions de service public. Ces engagements portent notamment sur la participation d'EDF aux appels d'offre pour développer les moyens de production ou d'équilibrage, et aux différents dispositifs de régulation et de maîtrise de la demande d'électricité, d'équilibrage national et régional en temps réel du réseau. Ils portent aussi sur la sûreté des installations de production ou encore sur la protection de l'environnement.

¹⁰ Cette dette de l'État a fait l'objet d'un échéancier de versement jusqu'en 2021.

¹¹ Variations de BFR hors remboursements de la créance cumulée fin 2015 ; ces variations correspondent aux écarts annuels entre les compensations dues et les compensations effectivement versée sur l'exercice comptable : une variation négative correspond à des versements supérieurs aux compensations dues.

¹² Y compris compensation du bouclier tarifaire.

¹³ Décision n° 386078 du 15 juin 2016.

Ce contrat est toujours en vigueur dans sa rédaction initiale en dépit des nombreuses évolutions législatives et règlementaires intervenues depuis (ouverture complète à la concurrence de la fourniture sur tous les segments de clientèle, mode d'établissement du TRV, suppression des tarifs de première nécessité, notamment). Une actualisation de contrat permettrait de l'articuler avec l'ensemble des dispositions juridiques qui ont redéfini et modifié le champ et les modalités d'exercice des missions de service public incombant à EDF. Cette actualisation pourrait intervenir parallèlement, et de façon coordonnée, à l'établissement du contrat décennal qu'EDF et l'État doivent désormais conclure, selon les dispositions de l'article 1^{er} de la loi n° 2024-330 du 11 avril 2024 visant à protéger le groupe Électricité de France d'un démembrement¹⁴. Ce dernier contrat doit porter sur « *les objectifs assignés à l'entreprise en matière de trajectoire financière, d'investissements, de décarbonation de la production d'électricité, de maîtrise des prix pour les ménages et pour les entreprises ainsi que d'adaptation des capacités de production à l'évolution de la demande d'électricité* ».

D - Le statut IEG : une particularité nationale qui pèse sur les charges et le bilan d'EDF

Le statut national du personnel des industries électriques et gazières (IEG) est apparu simultanément à la création de l'Épic EDF par la loi du 8 avril 1946 portant nationalisation de l'électricité et du gaz. Ce statut s'applique aux salariés des entreprises participant directement à la production, au transport, à la distribution, à la commercialisation et à la fourniture d'électricité ou de gaz. Il s'agit d'une branche professionnelle dont le fonctionnement est dérogatoire au droit commun en raison, à titre principal, de l'existence d'un régime de sécurité sociale propre.

En 2024, le groupe EDF comprend 98 549 salariés sous le statut IEG sur un total de 181 850. Ce statut s'applique pour l'essentiel aux salariés d'EDF S.A., d'Enedis, d'Électricité de Strasbourg et d'EDF Production d'électricité en zone insulaires (PEI). Ce statut offre divers avantages tenant au système de retraite¹⁵ et à des avantages en nature (bénéfice du tarif agent¹⁶ pour l'électricité et le gaz, accès au logement, accès aux prêts).

Les avantages offerts par le statut IEG pèsent à la fois sur le compte de résultat et le bilan du groupe EDF. Au bilan, les avantages postérieurs à l'emploi (engagements relatifs au régime de retraite spécial des IEG, engagements liés au maintien d'avantages sociaux aux retraités du régime spécial des IEG ou du régime général et les engagements liés au départ à la retraite des salariés statutaires des IEG) se traduisent par l'inscription de provisions importantes à l'échelle du groupe EDF. Le montant de la provision est le résultat de l'évaluation de ces engagements hors bilan minorée de la valeur des actifs destinés à couvrir ces coûts futurs.

¹⁴ Cette loi a pour l'essentiel figé à 100 % la part détenue par l'État dans EDF.

¹⁵ La loi de financement rectificative de la sécurité sociale du 14 avril 2023 a clos le régime spécial de retraite des IEG pour les nouvelles embauches à compter du 1^{er} septembre 2023.

¹⁶ Avantage permettant d'accéder à un tarif préférentiel (abonnement gratuit et coût de la consommation réduit entre 90 et 95 % par rapport au tarif réglementé) pour les résidences principales et secondaires. Ces avantages sont soumis à l'impôt sur le revenu.

Les variations annuelles de ces provisions, qui peuvent résulter des variations des hypothèses de calcul (taux d'inflation, d'actualisation, hypothèses démographiques), d'évolutions réglementaires ou de la politique de gestion des ressources humaines du groupe, constituent un produit ou une charge au compte de résultat du groupe. Ainsi, entre 2021 et 2022, les engagements et, par conséquent, les provisions ont connu une diminution significative résultant de la révision des taux d'actualisation et d'inflation.

Tableau n° 4 : provision pour avantage du personnel

<i>En milliard d'€</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Engagements en fin de période</i>	25,0	28,2	29,8	29,6	21,9	22,0	23,0
<i>Actifs de couverture</i>	10,9	12,3	13,2	13,1	9,2	9,8	9,9
<i>Provisions au bilan</i>	14,1	15,9	16,6	16,5	12,7	12,2	13,1

Sources : données EDF et CRE

Au compte de résultat, le tarif agent constitue également une charge opérationnelle significative. Pour le groupe EDF, le coût du tarif agent s'est élevé, net des refacturations par EDF aux entreprises hors du groupe mais soumises au statut des IEG, à 813,7 M€ pour l'année 2024.

II - La production et la commercialisation d'électricité en France : une activité aux nombreux atouts mais sous contrainte

A - Une présence historique forte à l'amont comme à l'aval du secteur électrique

1 - Un acteur de premier plan sur la production, exploitant unique du parc nucléaire et de la majorité des concessions hydroélectriques

En 2023, la part d'EDF dans la production électrique nationale approchait 75 %. EDF reste en effet l'unique opérateur du parc nucléaire en France, qui assure encore deux tiers de la production métropolitaine, et produit près des deux tiers de l'électricité d'origine hydraulique en opérant plus de 78 % des capacités hydroélectriques nationales, dans le cadre de concessions. La part de production d'EDF a toutefois reculé au total de 10 points entre 2012 et 2023, en raison de la pénétration croissante des énergies renouvelables solaires et éoliennes, au sein desquelles la part d'EDF reste jusqu'ici modeste, inférieure à 10 %.

Tableau n° 5 : part du groupe EDF dans la production nationale, au total et par principales filières hors nucléaire, en 2012 et en 2023

	2012	2023
Total	85,3 %	74,8 %
Éolien	5,1 %	7,0 %
Photovoltaïque	5,1 %	3,3 %
Hydraulique	64,7 %	65,9 %
Thermique à gaz	5,2 %	21,3 %

Source : données EDF

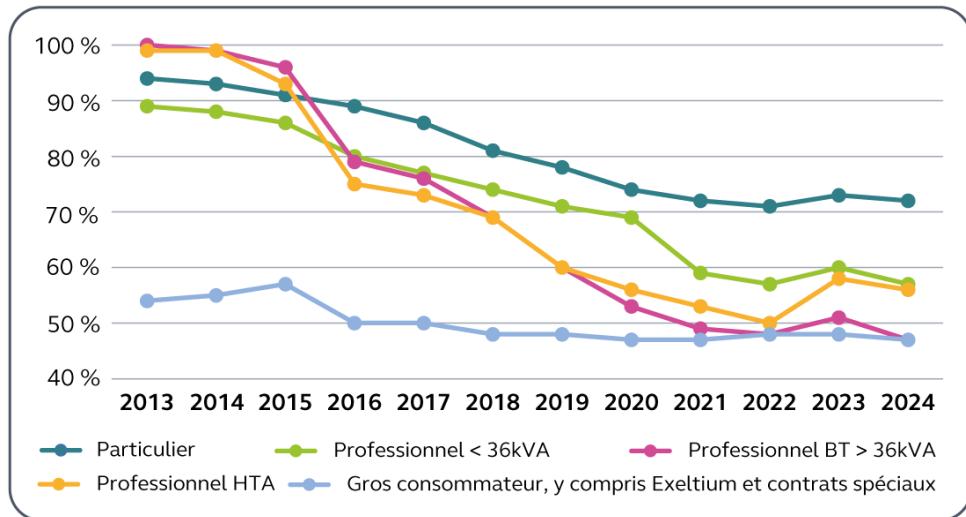
Néanmoins, la montée en puissance des parcs éoliens en mer, dont les appels d'offre ont été majoritairement remportés par EDF ou des sociétés qu'il détient en tout ou partie, devrait freiner cette érosion (cf. *infra* sur l'activité de d'EDF Renouvelables).

En tout état de cause, le poids d'EDF dans la production électrique nationale rend les décisions du groupe en matière de gestion de la disponibilité de son parc et de mise en production de ses différentes centrales déterminantes pour la fixation des prix sur les marchés de gros. À ce titre, le respect par EDF des règles définies aux articles 3, 4, 5, 8, 9 et 15 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (dit REMIT) fait partie des principaux enjeux identifiés dans la cartographie des risques du groupe.

2 - Une position majoritaire sur la fourniture d'électricité

Sur le marché de la fourniture, EDF était l'unique opérateur (en dehors des zones de distribution des ELD, soit sur 95 % du territoire) avant l'ouverture à la concurrence. Depuis 2007, tous les clients finals ont le choix de leur fournisseur et EDF est mis en concurrence. Néanmoins, jusqu'en 2015, le maintien, pour toutes les catégories de clients, de tarifs réglementés de vente (TRV) fondés sur les coûts de production d'EDF a conduit EDF à conserver des parts de marchés proches de 90 %, sauf sur le segment des très gros consommateurs. Le niveau des prix de marché de gros ne permettait en effet pas, la plupart du temps, aux fournisseurs alternatifs de proposer des prix compétitifs par rapport aux coûts de production d'EDF.

Graphique n° 2 : évolution des parts de marché sur la fourniture d'électricité en France



Note : le périmètre considéré exclut les zones de distribution des ELD.

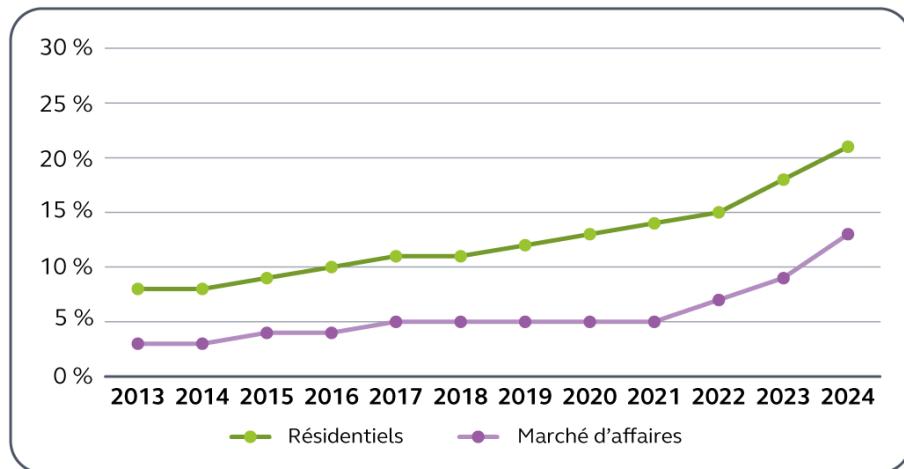
Source : EDF, estimations réalisées par la direction commerce

À partir de 2016, la fin des TRV pour une grande part des clients professionnels, et l'établissement des TRV à destination des seuls clients encore éligibles (particuliers et petits consommateurs professionnels) en référence non plus aux coûts de production d'EDF mais aux coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs, a permis à ces mêmes fournisseurs de proposer des contrats au moins aussi avantageux que les TRV. Les parts de marchés d'EDF se sont ainsi érodées tendanciellement jusqu'en 2022, tout en restant supérieur à 50 % dans la plupart des catégories de clients. EDF reste en effet en capacité de proposer des contrats et un service client à des prix compétitifs ; par ailleurs, il continue à bénéficier d'une relative réticence au changement des clients finals, notamment les particuliers, et de sa notoriété historique.

En 2022, la crise des prix de l'énergie a amené, au moins pour un temps, une partie des clients finals à revenir vers l'opérateur historique. En effet, pendant cette crise, certains fournisseurs alternatifs ont purement et simplement mis fin à leur activité, tandis que d'autres ont mis fin aux contrats de leurs clients ou augmenté fortement leurs prix. Cela s'est traduit par une hausse des parts de marché d'EDF sur tous les segments de clientèle hors gros consommateurs en 2023. Mais la tendance est incertaine puisque ces parts ont à nouveau reculé en 2024.

Sur le marché de la fourniture de gaz, EDF a en revanche nettement profité de l'ouverture à la concurrence, en doublant ses parts de marché entre 2013 et 2022. La fin des tarifs réglementés du gaz en juillet 2023 a en dernier lieu conduit à accroître encore fortement les parts de marché d'EDF, qui atteignent ainsi 21 % chez les particuliers et 13 % sur le marché d'affaires. Néanmoins, la décision n° 22-D-06 de l'Autorité de la concurrence¹⁷ a mis en lumière qu'EDF avait utilisé son portefeuille de clients au TRV pour faciliter le placement de ses offres de marché. Selon le résumé de cette décision, « *EDF a utilisé les données issues des fichiers de ses clients éligibles au TRV, ainsi que les infrastructures commerciales dédiées à la gestion des contrats au TRV, afin de développer la commercialisation de ses offres de marché – notamment de gaz et de services énergétiques* ».

¹⁷ Décision n° 22-D-06 du 22 février 2022 relative à des pratiques mises en œuvre par la société EDF dans le secteur de l'électricité.

Graphique n° 3 : évolution des parts de marché sur la fourniture de gaz en France

Source : EDF, estimations réalisées par la direction commerce

Sur le marché des services énergétiques, EDF a indiqué ne pas être en mesure d'estimer sa part de marché, faute de données ou d'études chiffrant le marché global des services énergétiques en France. EDF opère ces activités par l'intermédiaire de nombreuses filiales. La principale, Dalkia, historiquement positionnée sur les réseaux de chaleur et de froid mais orientée plus généralement sur les solutions énergétiques locales et durables et sur l'amélioration de l'efficacité énergétique, s'adresse essentiellement aux collectivités et aux entreprises. Elle occupait une part de marché de 13 % en 2019 en France sur les services énergétiques. Une dizaine d'autres filiales spécialisées proposent à tous types de publics l'installation et la maintenance d'équipements, la réalisation de travaux ou la mise à disposition de solutions d'agrégation et de pilotage de la consommation.

En tout état de cause, la stratégie d'EDF sur le marché de la fourniture, notamment formalisée dans le projet d'entreprise « CAP 2030 » puis dans le projet « Ambition 2035 » adopté en 2024, consiste à développer son chiffre d'affaires hors électricité à partir de son portefeuille client existant, ou en proposant des offres multi-énergies ou multiservices : EDF vise notamment une augmentation du nombre moyen de contrats par client, de 1,1 en 2019 à 1,5 à l'horizon 2035.

3 - Une surveillance étroite par les autorités nationales et européennes

Le respect du règlement européen REMIT (cf. *supra*) fait l'objet d'une surveillance attentive par la CRE, qui a ainsi sanctionné¹⁸ l'utilisation d'une information privilégiée lors de deux transactions sur les marchés à terme le 17 octobre 2016, en rappelant qu'« *au regard de la situation de la société EDF, qui est tout à la fois un acteur du marché et aussi l'exploitant d'un important parc de production, composé pour une large partie de centrales nucléaires, il lui revient de veiller avec une attention particulière à ce qu'aucune de ses interventions sur les marchés de gros ne se fonde sur l'utilisation d'une information privilégiée* ».

¹⁸ Décision n° 02-40-18 du 25 avril 2022 du comité de règlement des différends et des sanctions de la Commission de régulation de l'énergie à l'égard de la société Électricité de France.

La Commission européenne a pu considérer, dans sa décision du 12 juin 2012 sur les tarifs réglementés de vente, que la position dominante d'EDF sur le segment de la production et de la fourniture, associée à des avantages comparatifs non-réplicables, constituait une défaillance de marché, avec le risque d'une pratique de prix trop élevés, ce qui explique qu'elle ait considéré a posteriori comme compatible avec le marché intérieur le maintien de TRV à destination des clients professionnels dans l'attente de la mise en place d'un accès régulé, en prix et en volume, des fournisseurs alternatifs à une partie de la production du parc nucléaire d'EDF (Arenh, cf. *infra*). Enfin, la Commission a fait grief en 2015 aux autorités françaises d'avoir maintenu la position dominante d'EDF, l'opérateur historique, en « *lui accordant de gré à gré la majeure partie des concessions hydroélectriques et en ne renouvelant pas les concessions récemment arrivées à échéance* ». Un temps suspendue par l'engagement des autorités françaises sur un calendrier précis de renouvellement des concessions, la poursuite d'une procédure d'infraction sur ce motif demeure un risque élevé tant que la question des modalités de ce renouvellement n'est pas traitée (cf. *infra*).

Ajouté à la position majoritaire d'EDF sur le segment de la production, le poids d'EDF au sein du marché de la fourniture porte également des enjeux en termes de droit de la concurrence. EDF serait en effet en position de mettre en place un ciseau tarifaire entre ses prix de vente sur le marché de gros, à destination entre autres des fournisseurs alternatifs, et ses prix de vente sur le marché de détail, où elle est en concurrence avec ces mêmes fournisseurs alternatifs. C'est au regard de ce risque qu'EDF a été contrainte en 2007 par le Conseil de la concurrence de mettre en place une offre de gros permettant aux fournisseurs alternatifs de proposer sur le marché de détail des prix comparables à ceux d'EDF. C'est aussi pour éviter tout ciseau tarifaire sur les tarifs réglementés de vente que l'établissement de ces derniers ne s'opère plus depuis 2015 en référence aux seuls coûts de production d'EDF (cf. *infra*).

Enfin, la position d'EDF sur les segments de la production et de la fourniture est aussi un motif de vigilance de la Commission européenne quant aux conditions dans lesquelles EDF peut proposer dans le cadre de contrat de long terme des contrats bilatéraux de gré à gré à des clients finals. Elle avait jugé nécessaire en 2010¹⁹, pour une durée de 10 ans, de limiter à 5 ans la durée des contrats de fourniture pouvant être conclus par EDF avec des grands clients industriels, sauf à prévoir des options de sortie gratuites pour les clients. L'Autorité de la concurrence est également attentive aux conditions des contrats à long terme qu'EDF pourrait signer avec ses clients, non seulement sur leur durée mais aussi sur leur volume et la part de consommation des clients qu'ils couvrent, au regard des risques d'éviction de la concurrence²⁰.

Plus récemment, la CRE et l'Autorité de la concurrence, dans un courrier conjoint adressé au gouvernement en décembre 2023 et rendu public, ont estimé nécessaire « *la mise en place de garde-fous* » dans le cadre du mécanisme post-Arenh, désormais prévu par la LFI 2025, étant donnée « *la présence d'un acteur intégré, en position forte et durable car non contestable par les concurrents à l'amont, mais aussi présent à l'aval* ». Ils appellent à garantir un accès non discriminatoire aux contrats d'allocation de long terme (CAPN), y compris le cas échéant pour des fournisseurs alternatifs, et à assurer le fait qu'« *EDF, en tant que fournisseur, et les fournisseurs concurrents s'approvisionnent en électricité produite par EDF dans les mêmes conditions* ».

¹⁹ Décision du 17 mars 2010 rendant obligatoires les engagements d'EDF relatifs aux contrats long terme.

²⁰ Avis du Conseil de la concurrence^{05-A-23} du 5 décembre 2005 relatif à un dispositif envisagé pour permettre aux industries électro-intensives de bénéficier de conditions spécifiques de prix d'achat de l'électricité.

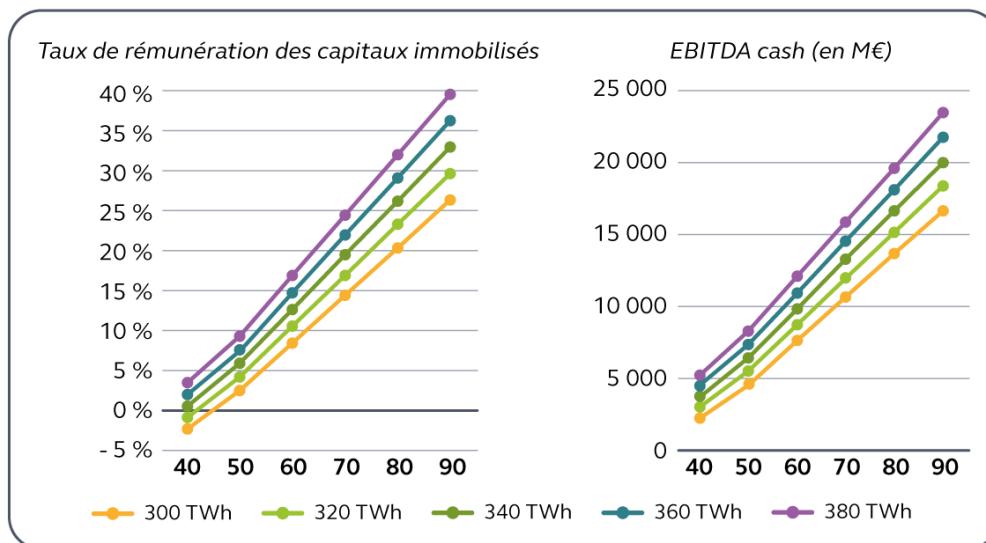
B - Les atouts et les limites du parc de production d'électricité en France

1 - Des coûts essentiellement fixes et une rentabilité exposée aux risques sur les volumes produits

Hors du périmètre de production d'EDF Renouvelables en France, qui représentait en 2023 moins de 4,5 TWh et qui bénéficie du cadre général de soutien aux énergies renouvelables, la production d'électricité assurée par EDF en France est issue essentiellement du parc nucléaire (320,4 TWh en 2023), du parc hydraulique (38,2 TWh) et marginalement du parc thermique à flamme (6,7 TWh). La rentabilité de ces parcs dépend au premier ordre du degré de couverture des coûts fixes que permet la vente de leur production, dans la mesure où les centrales ne produisent, et ne proposent leur production au marché spot, que pour des prix dépassant leurs coûts marginaux ou leurs coûts d'opportunité.

Au périmètre du parc nucléaire historique (hors Flamanville 3 raccordé au réseau seulement depuis 2024), sur la base des facteurs de coûts fixes et variables supportés par ce parc ces dernières années, les calculs illustratifs de la Cour font apparaître que pour des niveaux de production annuels d'au moins 340 TWh, un prix moyen de vente (énergie et capacités) équivalent à 55 €/MWh permettrait d'atteindre une rémunération des capitaux immobilisés (valeur nette comptable, immobilisation en cours et stocks) de près de 10 % (valeur nominale avant impôt) et un Ebitda *cash* de plus de 8 Md€.

Graphique n° 4 : variations de la rentabilité et de l'Ebitda *cash* dégagés par le parc nucléaire historique en fonction du prix de vente et du volume produit



Source : Calculs illustratifs de la Cour des comptes d'après données EDF

Ces résultats sont issus des estimations de coûts complets de production que la Cour a actualisées pour les années 2022 à 2024 sur la base des mêmes méthodologies que celles utilisées en 2022 dans son rapport public sur l'organisation des marchés de l'électricité. Ils concordent également, étant donnés les montants annuels d'investissement réalisés par EDF sur

le parc historique, avec un coût *cash* inférieur à 45 €/MWh²¹. Au vu des références actuelles de prix de marché des produits calendaires sur les années 2026 à 2028, soit entre 60 et 70 €/MWh, la compétitivité du parc nucléaire, et sa capacité à générer des *cashflows* positifs est donc avérée dès lors que la production annuelle ne connaît pas d'aléa majeur.

Ces éléments mettent aussi en évidence que les résultats du parc nucléaire en termes de rentabilité et de *cashflows* restent dépendants du volume de production réalisé, à prix de vente donné. Ainsi, pour un prix de vente moyen de l'ordre de 45 €/MWh, ayant caractérisé les années précédant la crise de 2022, une production annuelle inférieure à 320 TWh aurait limité la rentabilité du parc à moins de 1,5 % et l'Ebitda *cash* à moins de 4,2 Md€, inférieur aux investissements annuels sur le parc historique.

Pour autant, le niveau du prix moyen de vente reste la source de variabilité principale des performances financières du parc nucléaire : un différentiel de 10 €/MWh dans les zones de prix des 60-70 €/MWh a autant d'impact qu'un écart de 60 TWh sur la production annuelle, ce qui rendent déterminantes à la fois les évolutions des prix de marché et les mécanismes de régulation mis en place (cf. *infra*), non pas tant pour garantir la rentabilité du parc que pour assurer qu'il pourra générer suffisamment de *cashflows* dans les prochaines années (cf. *infra*).

Le parc hydro-électrique doit quant à lui couvrir des coûts exclusivement fixes avec une production annuelle fluctuante en fonction de l'hydraulique, pouvant varier entre 30 et 50 TWh (sans déduction des pompages). Néanmoins, le mécanisme de capacité mis en place en 2017 permet au parc hydro-électrique de bénéficier de recettes indépendantes des volumes produits, et donc en partie indépendantes de l'aléa sur l'hydraulique. Pour le reste, à hydraulique donnée, c'est le niveau des prix de marché, et la capacité d'EDF à optimiser les placements respectifs des turbinages et des pompages, qui détermine la génération d'EBTIDA et de *cashflow* ainsi que la rentabilité des capitaux immobilisés dans le parc hydro-électrique.

À hydraulique de l'ordre de 45 TWh brutes, dès lors que le prix des ventes nettes capté atteint 70 €/MWh, le parc peut afficher une rentabilité des capitaux immobilisés de 8 à 14 %, selon que les recettes du mécanisme de capacité s'élèvent par ailleurs à 0 ou 300 M€²². Au vu des références actuelles de prix de marché des produits calendaires rappelées *supra*, soit entre 60 et 70 €/MWh, ces niveaux de rentabilité paraissent atteignables. Néanmoins, un écart de 5 TWh sur l'hydraulique conduit, toutes choses égales par ailleurs, à un différentiel de plus de 6 points sur le taux de rentabilité.

Enfin, le parc thermique fossile couvre ses coûts fixes grâce à la marge brute tirée des écarts entre le prix de l'électricité et les prix des combustibles fossiles et des quotas de CO₂, qui peut devenir significative en cas de forte volatilité sur les marchés de l'énergie (+ 1,1 Md€ ponctuellement en 2022). Il bénéficie également des recettes du mécanisme de capacité, dont l'objet est précisément de couvrir les coûts fixes des centrales marginales dont la présence est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement.

²¹ Contrairement aux coûts comptables, le coût *cash* comptabilise en dépense les investissements de chaque année, et non pas leur amortissement annuel et les coûts de financement associés.

²² Soit à titre illustratif un prix de capacité de 25 000 €/MW perçu sur une capacité de 12 GW.

Au total, sur l'ensemble du parc de production centralisée en France (nucléaire y compris Flamanville 3, hydraulique et thermique), et en excluant tout aléa significatif sur les volumes de production, des modèles simplifiés de projection de coût et de production fin 2023 permettaient d'illustrer que des prix de vente de l'ordre de 60 à 65 €₂₀₂₂/MWh sur long terme pouvaient créer de la valeur, c'est-à-dire à rémunérer les capitaux engagés à un taux au moins égal au coût moyen pondéré du capital (CMPC). Étant donné le poids du parc nucléaire, ce résultat paraît compatible avec les évaluations du coût comptable de production du nucléaire existant réalisées par la CRE en 2023 et rendues publiques (entre 55 et 58 €₂₀₂₂/MWh sur la période 2026-2040).

2 - Une gestion unifiée permettant une optimisation des décisions de production

La programmation des décisions de production du parc nucléaire est réalisée à l'échelle du parc dans son ensemble par la direction de l'optimisation amont-aval et du *trading* (DOAAT). Un pilotage unifié à l'échelle des 56 réacteurs (57 désormais avec Flamanville 3) facilite en principe la coordination du placement des arrêts de tranches, en tenant compte des contraintes relatives aux ressources humaines et matérielles partagées par l'ensemble du parc, en vue d'optimiser la valorisation de la production globale du parc sur toute une année. Ce travail d'optimisation est opéré à tous les horizons de temps, depuis la construction du planning à moyen terme, déterminant les périodes de disponibilité des réacteurs, jusqu'aux décisions de production à J-2 et en temps réel.

La DOAAT réalise en outre un pilotage conjoint des parcs nucléaires et hydro-électriques. Ce pilotage lui permet d'intégrer finement les contraintes technico-économiques de chaque moyen de production (traduites notamment dans des coûts d'opportunité distincts des seuls coûts marginaux de production) au sein d'ordres de vente suffisamment agrégés pour correspondre aux typologies d'offres admises par le marché *spot*²³. Selon EDF, ce pilotage permet aussi de répondre plus efficacement à la demande de services système (réserves primaires et secondaires destinées à assurer l'équilibrage en temps réel entre injection et soutirage sur le réseau électrique).

Les revues de performance des différentes *business units* d'EDF attribuent ainsi à la DOAAT une création de valeur liée à l'optimisation du placement des arrêts des centrales nucléaires et hydrauliques (1,7 Md€ en 2023) ainsi qu'à l'optimisation journalière (225 M€ en 2022)²⁴. Ces valorisations sont toutefois conventionnelles. EDF reconnaît dans ses réponses que la quantification des gains liés à une gestion unifiée est très délicate et que la désoptimisation qui résulterait de l'absence d'exploitant unique « *représente un enjeu qu'il semble difficile de chiffrer* ».

²³ Les échanges d'énergie sur le marché spot se font en général par « blocs » intégrant plusieurs pas horaires mais la typologie de ces blocs est limitée, et, selon EDF, insuffisamment fine pour correspondre au fonctionnement optimisé d'un unique moyen de production, en particulier hydraulique.

²⁴ Par comparaison, l'Ebitda *cash* attribué à la direction du parc nucléaire et thermique (DPNT) est de 17,3 Md€ en 2023. L'Ebitda *cash* attribué à EDF Hydro est de 7,5 Md€.

3 - Les conséquences de la standardisation du parc nucléaire

Le parc nucléaire existant a été conçu et construit par paliers de puissance de façon relativement homogène²⁵. Au sein de chaque palier, il est ainsi possible de mutualiser les coûts d'études et d'ingénierie dans le cadre des grosses opérations de maintenance, de renouvellement de composants, voire d'amélioration de puissance. Il est également possible de bénéficier d'effets de série dans le déroulement des opérations de maintenance et des visites décennales. EDF compte également sur les effets de série (au sein d'un palier) et de transposition (entre paliers) pour minimiser, le moment venu, les coûts de démantèlement des réacteurs. Pour autant, l'obtention de gains effectifs liés à la standardisation peut nécessiter la mise en place d'une organisation et de procédures adaptées : à titre d'exemple, EDF a ainsi obtenu de l'ASN que la répartition des opérations de la quatrième visite décennale (VD4) du palier 900 en trois phases différentes soit répliquée à l'identique pour chaque tranche du palier²⁶.

La standardisation présente aussi des risques associés à l'apparition de défauts génériques tels que celui de la corrosion sous contraintes qui a touché tous les réacteurs du palier N4, et certains des paliers P4 et P'4. Le défaut générique est non seulement susceptible, par principe, de toucher tous les réacteurs d'un même palier mais aussi de ne pas pouvoir être simultanément traité sur tous les réacteurs concernés s'il nécessite des compétences et des outils disponibles en quantité limitée.

Le risque de performance insuffisante du parc nucléaire figure parmi les plus critiques dans la cartographie des risques groupe. Il est directement affecté par l'occurrence de défauts génériques, qui peuvent réduire la disponibilité du parc le temps de leur traitement. Ce risque a été placé au niveau d'impact le plus élevé et à niveau de maîtrise oscillant entre moyen et faible. Après avoir dégradé le niveau de maîtrise en 2022, parallèlement à la découverte du phénomène de corrosion sous crainte, EDF a réévalué ce niveau de maîtrise dès 2024, en considérant notamment que les chantiers de traitement de la corrosion sous contrainte étaient sous contrôle.

Du reste, ces risques sont accrus par l'âge du parc : la CRE, dans son rapport de juillet 2023 sur les coûts de production du parc nucléaire existant rapporte que « *EDF estime qu'avec le vieillissement du parc, [les] problématiques [d'aléas génériques] vont devenir davantage structurantes* ».

²⁵ Le parc présente 6 paliers : le palier N4 des 4 réacteurs de 1450 MW, les paliers P4 et P'4 des 20 réacteurs de 1300 MW et les paliers CPO et CPY des 32 réacteurs de 900 MW.

²⁶ Cette demande visait, selon l'ASN, à « *uniformiser les échéances entre les réacteurs, faciliter la programmation industrielle des travaux, limiter le nombre de configurations différentes des réacteurs* ».

C - L'intégration verticale : un facteur d'optimisation supplémentaire

Les principaux exploitants de moyens de production électrique ont également une activité de commercialisation directe sur le marché de la fourniture. Cette intégration verticale caractérise évidemment EDF en France. Elle est notamment en mesure, sauf circonstances exceptionnelles, d'approvisionner l'essentiel de ses clients finals à partir de sa propre production. À l'échelle du groupe, cette situation se traduit par une gestion conjointe du parc de production (« amont ») et du portefeuille de clients finals (« aval »), assurée par la DOAAT. Cette gestion conjointe permet une meilleure maîtrise des risques de marché, une réduction du volume d'achats/ventes, et donc une diminution des risques de contreparties et des frais d'accès au marché. Elle permet aussi de réduire les coûts de l'équilibrage à court terme de la position d'EDF en termes d'injection et de soutirage sur les réseaux d'électricité. Selon EDF, cette intégration a un impact favorable sur le risque consolidé des activités de production et de commercialisation.

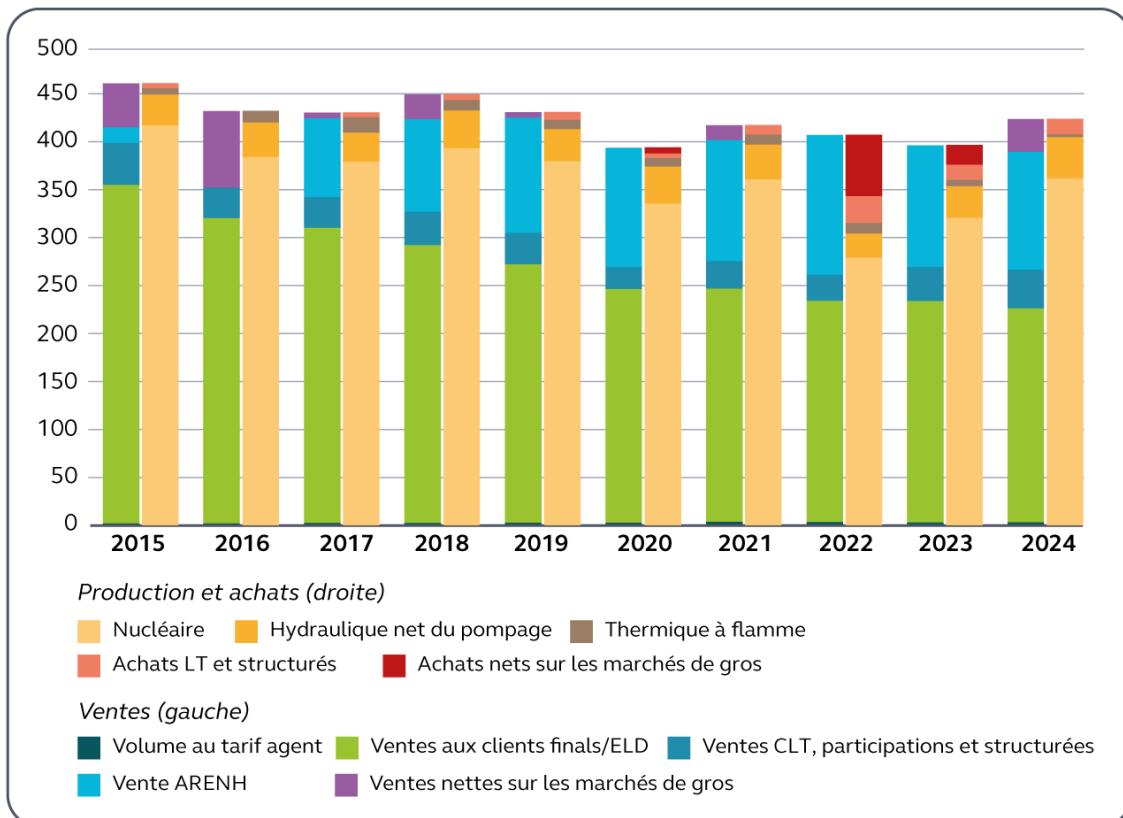
L'optimisation amont-aval implique un pilotage de l'équilibre entre production et achats, d'un côté, et vente, de l'autre, au périmètre d'EDF et une gestion concomitante des risques de marchés qui sont assurés conjointement par les responsables d'exploitation des centrales, la direction commerce d'EDF et la DOAAT. De façon simplifiée, en amont des périodes de livraison, sur la base des prévisions de disponibilités des moyens de production, des portefeuilles de clients finals et, jusqu'en 2025, des prévisions de demandes d'Arenh, la DOAAT procède progressivement à des ventes ou des achats sur les marchés pour équilibrer la position prévisionnelle, ou atteindre au seuil de la période de livraison une position cible²⁷.

Pendant la période de livraison elle-même, soit l'année en cours ou à plus brève échéance, des achats/ventes sont réalisés pour corriger des déséquilibres liés par exemple aux variations de la consommation réelle des clients ou de la disponibilité réelle des moyens de production. Enfin, des arbitrages entre production et achats au marché sur opérés jusqu'au pas horaire sur le marché spot en fonction des équilibres d'offre-demande.

Le résultat se constate *a posteriori* sur chaque année écoulée à partir des différentes composantes de l'équilibre physique atteint, entre production, achat et vente d'électricité. En particulier, comme l'illustre le graphique suivant, jusqu'en 2023 les ventes/achats nets sur les marchés n'ont excédé qu'exceptionnellement 10 % du volume annuel de production d'EDF. Néanmoins, au sein des emplois directs de la production d'EDF, la part des ventes aux clients finals et des contrats de long terme a fortement reculé depuis 2015 au profit du guichet de l'Arenh (cf. *infra*).

²⁷ La position « physique » correspond à l'écart entre les ressources (production prévue et achats réalisés) et les emplois (consommation prévue du portefeuille de clients, prévision de demande d'Arenh au guichet et ventes réalisées). La position financière tient compte par ailleurs de l'incertitude éventuelle sur les prix des contrats de fourniture en portefeuille.

Graphique n° 5 : équilibre des positions physiques constaté chaque année pour la production-commercialisation France* (en TWh)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

* Hors production EnR sous obligation d'achat.

Note de lecture : en 2024, la somme de la production des différents parcs d'EDF, augmentée des achats dans le cadre de contrats long terme ou d'opérations structurées, a atteint 423 TWh. Elle a plus que couvert la consommation des clients finals d'EDF (227 TWh), les livraisons d'Arenh (130 TWh) et l'approvisionnement des contrats long termes et structurés (40 TWh) ; au-delà, EDF a ainsi réalisé 34 TWh de ventes nettes sur les marchés de gros de l'électricité.

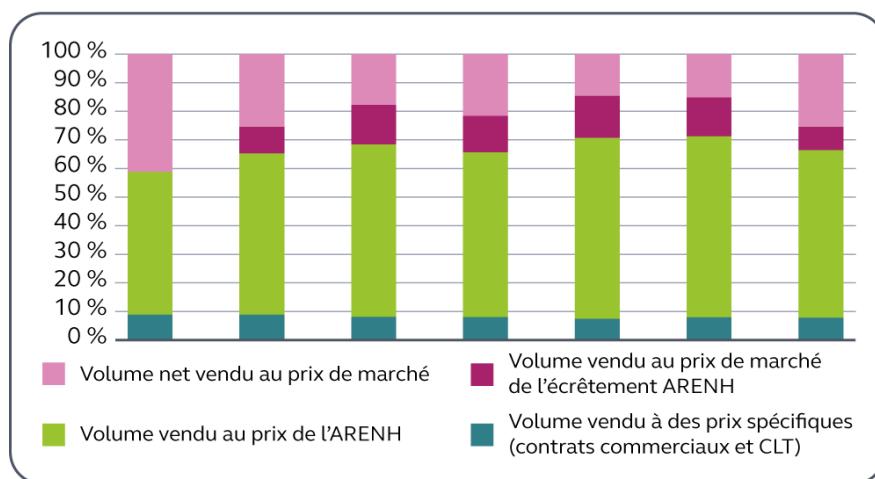
Enfin, comme indiqué précédemment, l'intégration amont-aval d'EDF combinée à sa position dominante sur le segment de la production suscite une attention particulière des autorités chargées de faire respecter le droit de la concurrence. Elle est aussi scrutée par la Commission européenne à l'occasion des discussions avec les autorités françaises sur la régulation du nucléaire.

D - Les prix de vente : une construction complexe issue de la combinaison entre régulation publique et exposition aux marchés

Alors que la performance financière du parc de production est très dépendante du niveau de valorisation de la production, celle-ci est aujourd'hui essentiellement le fruit de la combinaison d'une régulation déconnectée des coûts de production et d'une exposition fluctuante aux prix de marché.

Sur une production annuelle oscillant sauf exception entre 360 et 440 TWh, la régulation de la vente d'électricité d'origine nucléaire, à travers l'Arenh et sa prise en compte dans le calcul des TRV, conduit EDF à valoriser désormais jusqu'à 240 à 250 TWh, soit environ 60 à 65 % de sa production²⁸, au prix régulé de 42 €/MWh. En effet, l'Arenh impose chaque année à EDF de proposer 100 TWh d'énergie « en bande » aux fournisseurs alternatifs à un prix fixé en 2012 à 42 €/MWh et jamais révisé depuis. Par ailleurs, les gestionnaires de réseau et les clients finals disposent d'un « droit Arenh » en fonction de leur profil de consommation qui se traduit, pour les premiers par l'achat annuel d'environ 25 TWh à 42 €/MWh auprès d'EDF, et pour les seconds par une composante (d'environ 45 % en pratique) du TRV ou du tarif de leur contrat de fourniture valorisée à ce même prix. Ainsi EDF, pour ses clients finals au TRV ou en offre de marché, valorise-t-il désormais entre 110 et 130 TWh de consommation à ce même prix de 42 €/MWh.

Graphique n° 6 : répartition des ventes d'électricité d'EDF en France, en volume et selon l'exposition aux prix de marché (en %)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

Nota bene : les volumes nets vendus aux prix de marché intègrent des volumes d'achat et de ventes réalisées à des moments où les prix peuvent être très différents : un volume net de vente peut ainsi dans certains cas (crise énergétique de 2022) se traduire par des revenus négatifs.

Lecture : sur la période récente, la proportion de ventes valorisées à prix de marché (y compris part Arenh écrétée) s'est stabilisée autour de 30 %, tirée par la baisse des parts de marché d'EDF sur la fourniture directe aux clients finals mais freinée par la baisse des volumes de production du parc d'EDF.

Or, ainsi que la Cour l'a déjà analysé, notamment dans son rapport public sur l'organisation des marchés de l'électricité (2022), le dispositif de l'Arenh ne garantit plus une couverture des coûts complets de production du parc nucléaire. Ces coûts ont en effet été progressivement égalé puis dépassé (à partir de 2019) le niveau de 42 €/MWh, et le caractère optionnel de l'Arenh pour les fournisseurs alternatifs n'a pas permis à l'Arenh de constituer un plancher de rémunération pour EDF.

²⁸ Cette part dépend au final de la production effective d'EDF (plus elle est élevée, plus la part de vente à prix de marché augmente) ainsi que des parts de marché d'EDF sur le marché de la fourniture : elle augmente quand la production effective augmente (le guichet Arenh est plafonné) ou quand les parts de marché d'EDF diminuent.

Le mode de calcul du TRV, qui guide en bonne partie le niveau des offres de marché d'EDF aux particuliers²⁹, n'offre par ailleurs depuis 2015 qu'une assurance limitée de couvrir globalement les coûts de production et de fourniture d'EDF à ses clients finals. En effet, jusqu'en 2014 le niveau des TRV était calculé sur la base des coûts de production d'EDF ; il était même, antérieurement, établi en fonction des coûts marginaux de développement du parc de production, ce qui permettait à EDF d'autofinancer en partie son renouvellement, *modulo* la possibilité pour les pouvoirs publics de fixer les tarifs en tenant compte de différents objectifs de politique publique. Depuis 2015, le calcul du TRV inclut une composante majoritaire valorisé selon des références de prix de marché de gros. Seule demeure la contrainte que les TRV assurent globalement la couverture des coûts comptables, frais financiers compris mais à l'exclusion de toute rémunération des capitaux propres.

Le risque pour EDF de ne pas obtenir la rentabilité souhaitée de ses capitaux engagés existe donc bien en cas de prix bas sur les marchés où, en raison par ailleurs de l'asymétrie de l'Arenh, ces prix joueraient sur plus de 60 % de la production d'EDF en France. Hors indisponibilité exceptionnelle de son parc de production (comme en 2022-2023), EDF peut en revanche bénéficier de l'effet de prix de marché élevés sur environ 30 % de sa production annuelle et ainsi valoriser sa production à un prix moyen supérieur le cas échéant à ses coûts complets comptables.

Enfin, environ 20 TWh annuels sont vendus par EDF dans le cadre de contrats de long terme. Ces types de contrats donnent une certaine visibilité aux recettes d'EDF et, pour certains, réduisent pour EDF les risques liés aux aléas de production. Toutefois, les volumes concernés restent limités.

Les contrats de long terme (CLT) déjà pratiqués par EDF

EDF a déjà recours à différents types de contrats de long terme bilatéraux. Outre des contrats préexistants d'allocation de production nucléaire (CAPN), conclus dès la construction du parc actuel et portant sur environ 3 GW (soit une production d'environ 17 TWh), pour lesquels les co-contractants ont supporté leur part de coûts d'investissement et financent les autres coûts fixes et coûts variables, EDF a conclu des contrats de vente d'électricité sur des durées de 10 à 40 ans avec différents clients, fondés pour la plupart sur une contribution initiale de réservation de puissance et un prix de l'énergie en partie indexé sur les coûts de production. Ces derniers types de contrats portent sur une puissance totale de 1,6 GW (soit une production de 14 TWh en 2024).

Par ailleurs un consortium de clients industriels électro-intensifs, Exeltium, a conclu en 2008 un contrat spécifique avec EDF, dont la phase I porte sur un volume garanti de livraison de 148 TWh entre 2010 et 2034 (soit 6 TWh/an en moyenne) en contrepartie d'une avance en tête (1,7 Md€) et d'un prix de l'électricité livrée dépendant de nombreux paramètres (coûts de facteurs de production, disponibilité du parc, coûts de construction de Flamanville 3, variations des prix de marchés, etc.). Le contrat prévoyait toutefois des options de sortie sans frais pour les clients à trois échéances (2020, 2025 et 2030), utilisées dès 2020 par certains clients (représentant environ un quart des volumes annuels). Des discussions ont été engagées en 2024 pour entamer une phase II portant sur des volumes supplémentaires à livrer d'ici 2034.

²⁹ De sorte à ne pas être soupçonné de pratiquer un ciseau tarifaire au détriment de ses concurrents sur le marché de la fourniture.

Au total, les modes de commercialisation de la production d'EDF en France, sous l'effet de la régulation publique en place depuis 2011, a conduit à modérer le chiffre d'affaires d'EDF. La Cour a calculé en 2022 que l'Arenh avait représenté, sur 2011-2020, un manque à gagner de 5,3 Md€ pour EDF par rapport à une absence de régulation spécifique du prix de vente de la production nucléaire, mais avec un maintien des tarifs règlementés de vente à un niveau reflétant les coûts comptables de production d'EDF. Elle rappelait toutefois la difficulté à établir un contrefactuel satisfaisant³⁰.

L'impact de la régulation du prix de vente de la production nucléaire est d'autant plus marqué que les prix de marché excèdent le prix fixé. À l'occasion de la crise des prix de l'énergie en 2022, les prix de marché auxquels EDF aurait pu valoriser sa production nucléaire ont dépassé 215 €/MWh pour 2023 et 190 €/MWh pour 2024. Étant donnés les volumes concernés par l'Arenh sur ces années, l'impact sur l'Ebitda d'EDF aurait été considérable : + 33 Md€ en 2023 et + 39 Md€ en 2024, soit un quasi-doublement par rapport aux Ebitda constatés. Mais de telles valorisations auraient conduit à plus que doubler les factures d'électricité (hors taxes et acheminement) déjà inédites supportées par les clients finals en 2023 et 2024.

Tableau n° 6 : prix de vente par mode de commercialisation comparés aux prix des marchés à terme

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Prix moyen de vente aux clients finals (en €/MWh hors coûts commerciaux et marge)*</i>	42,8	50,3	50,9	54,4	97,8	217,7**	121,7
<i>Volumes concernés (TWh)</i>	294	274	248	248	224	231	227
<i>Prix moyen des ventes sur autres contrats commerciaux et de long terme</i>	36,8	42,4	42,1	43,5	63,1	51,4	51,9
<i>Volumes concernés (TWh)</i>	41	39	33	34	30	31	33
<i>Prix des ventes à l'Arenh (€/MWh)</i>	42	42	42	42	42,6	42	42
<i>Volumes concernés (TWh)</i>	96	122	126	128	148	129	126
<i>Moyenne des cotations du produit calendaire base et peak sur N-1 et N-2</i>	34,8	43,1 - 56,2	48,3 - 61,8	46,7 - 60,6	70,6 - 91,2	218,3	191,7

* Y compris répercussion du coût des certificats de capacité (environ 5 % du prix indiqué).

** Y compris compensation reçue de l'État au titre du bouclier tarifaire.

Sources : Cour des comptes d'après données EDF et CRE

³⁰ Sans Arenh la part de marché des TRV n'aurait pas été la même et les clients finals auraient pu arbitrer entre offres de marché alternatives et TRV en fonction des prix de marché, au détriment du chiffre d'affaires d'EDF.

E - Le métier de concepteur et constructeur de moyens de production

EDF n'est pas seulement exploitant de moyens de production et commercialisateur mais il conçoit et construit de nouveaux moyens de production. Il s'agit de moyens qu'il entend exploiter lui-même, comme les réacteurs nucléaires en France, éventuellement en partenariat avec d'autres investisseurs, comme les réacteurs nucléaires en projet au Royaume-Uni ou la plupart des projets de constructions de parc éoliens et solaires. Il peut aussi s'agir, à l'étranger de moyens qu'il construit pour le compte d'un autre exploitant.

Dans le cas de projets nucléaires destinés à une exploitation en propre, ce métier conduit EDF à immobiliser d'importants capitaux sur de longues périodes avant qu'ils ne deviennent productifs, en supportant un risque élevé sur la rentabilité finale des investissements, comme l'illustrent les cas de l'EPR de Flamanville 3 et de la paire d'EPR d'*Hinkley Point C* (cf. *infra*). Cette activité se traduit également par l'importance des services d'ingénierie au sein d'EDF y compris pour les projets de construction (6 202 personnes fin 2023 au sein de la direction ingénierie et projet nouveau nucléaire (DIPNN), y compris *Edvance* et *Nuward*, par ailleurs en forte augmentation), ainsi que par les acquisitions de Framatome en 2017 et de *GE Alstom Nuclear Systems* en 2024, devenu *Arabelle Solutions*.

Cette activité se traduit aussi par la volonté d'EDF de développer et construire des moyens de production, notamment nucléaires, pour des clients tiers à l'étranger et avant tout en Europe, comme dans le cas de l'offre présentée par EDF pour la construction d'EPR en République tchèque. Dans ce cas, il s'agit d'une activité de marge dont les enjeux sont la maîtrise des coûts et le partage des risques avec le client. Selon EDF, il s'agit aussi d'entretenir des compétences et un tissu industriel européen qui servirait aux projets de construction en France. Néanmoins, comme la Cour l'a déjà souligné dans son récent rapport de suites sur la filière EPR, ce type de projet comporte des risques en termes de rentabilité comme de coordination avec le programme du nouveau nucléaire français³¹.

III - Le maintien d'activités de nature régulée dans le périmètre du groupe

Au périmètre de consolidation comptable du groupe, le secteur régulé inclut les activités d'Enedis, d'Électricité de Strasbourg et les activités d'EDF dans les zones non-interconnectées au réseau continental. Réseau de transport et d'électricité (RTE) ne constitue pas une filiale du groupe mais un actif dont EDF déteint une part majoritaire. Les activités régulées représentent selon les années entre 10 et 33 % de l'Ebitda total du groupe. Elles présentent la spécificité d'être soumises à un cadre régulatoire strict offrant une bonne prévisibilité de leur performance économique pour le groupe EDF.

³¹ Cour des comptes, *La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants*, janvier 2025.

A - Le réseau de transport : un actif financier de rendement

La gestion du réseau de transport était historiquement réalisée par un service interne d'EDF. Le cadre européen³² a conduit à la création d'une entreprise distincte : l'entreprise Réseau de transport d'électricité (RTE) est créée le 1^{er} juillet 2000. Puis l'entreprise a vu son indépendance de gestion renforcée en raison de l'application du principe européen³³ d'indépendance du gestionnaire du réseau de transport. Ce principe, sans empêcher la détention de RTE par EDF, implique : l'indépendance de RTE vis-à-vis des activités de production, une gouvernance limitant le pouvoir des actionnaires et le contrôle par la Commission de régulation de l'énergie de l'effectivité de l'indépendance de RTE.

RTE est, depuis 2017, détenue indirectement par EDF à hauteur de 50,1 % *via* le véhicule Coentreprise de transport d'électricité (CTE) dont les autres co-actionnaires sont la Caisse des dépôts et consignations (29,9 %) et CNP Assurances (20 %). Il n'est pas consolidé dans les comptes du groupe par intégration globale mais seulement par mise en équivalence et la part détenue par EDF figure parmi les actifs dédiés couvrant les provisions nucléaires de long terme³⁴, au sein du portefeuille des actifs dits de rendement géré par EDF Invest. EDF est rémunéré à travers le versement de dividendes par la CTE. Les actionnaires de cette dernière ont arrêté une politique de dividendes conduisant au versement de 60 % du résultat annuel en normes IFRS.

Les missions de RTE sont fixées dans le cadre de la loi et des engagements de son contrat de service public : gérer le transport de l'électricité, entretenir, développer le réseau et assurer le bon fonctionnement du système électrique. Pour ces missions, il est rémunéré par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) dont les paramètres sont fixés par la CRE. Le Turpe permet à RTE de couvrir ses charges d'exploitation, ses charges de capital et inclut une rémunération des actifs pendant la durée de leur exploitation. En 2023, le revenu autorisé par le Turpe pour RTE s'est élevé à 4,2 Md€³⁵.

RTE constitue un actif financier au rendement moyen prévisible dans la mesure où ses charges, ses revenus et sa marge sont largement déterminés par le Turpe par périodes de quatre ans.

³² Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

³³ Directive 2009/72/CE du Parlement Européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

³⁴ Les articles L.594-1 et suivants du Code de l'environnement et leurs textes d'application prescrivent d'affecter des actifs (les *actifs dédiés*) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs.

³⁵ Cour des comptes, *Le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers*.

B - Enedis : un modèle d'activité en monopole régulé dont les résultats sont peu exposés aux risques

Enedis assure la gestion du réseau de distribution pour 95 % du territoire national et 37,5 millions de clients³⁶. Comme RTE, l'entreprise a vu son positionnement évoluer au sein du groupe EDF en raison des dispositions du droit de l'Union européenne : trois directives³⁷ ont conduit à la séparation fonctionnelle (séparation des activités de production et de distribution avec la création d'un processus de décision propre), comptable et juridique des activités de distribution. Ce cadre n'empêche pas l'intégration des entités chargées du réseau de distribution dans un groupe plus vaste. Ainsi, en 2008, le groupe EDF a logé les activités de distribution dans une filiale (ERDF), devenue Enedis en 2016.

Contrairement à RTE, Enedis est consolidée en intégration globale au sein du groupe EDF. Elle constitue la principale filiale du secteur des activités régulées du groupe.

Tableau n° 7 : résultats du secteur opérationnel « France Activités régulées » et part d'Enedis

<i>En M€</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Chiffre d'affaires</i>	16 007	16 072	16 178	17 483	17 888	19 370	20 037
<i>Ebitda</i>	4 916	5 101	5 206	5 992	6 723	3 707	5 576
<i>Dont Ebitda Enedis</i>	4 093	4 123	4 266	4 994	5 864	2 699	4 519
<i>Résultat net consolidé</i>	1 204	1 239	1 186	1 836	2 276	- 117	1 187

Source : données EDF

À l'image de RTE, le modèle économique d'Enedis, fondé sur la régulation d'un monopole public, lui assure une bonne prévisibilité et une certaine stabilité de ses résultats. Le chiffre d'affaires d'Enedis est constitué par les recettes tarifaires, les contributions des bénéficiaires aux raccordements au réseau et les prestations de services associées. Le Turpe assure en pratique à Enedis la couverture des coûts engagés et une rémunération du capital investi. Les variations de résultat d'Enedis résultent principalement des ajustements réglementaires apportés au Turpe et de l'effet possiblement différé de la couverture de ses charges par le mécanisme de plafonnement annuel de l'évolution des tarifs au sein des périodes tarifaires de quatre ans, définies par la régulation. En particulier, les résultats financiers d'Enedis, aux différés susmentionnés près, sont au final peu influencés par les évolutions des prix de l'électricité. Il s'agit globalement d'une activité que la Cour a considérée, dans son récent rapport sur le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers³⁸, comme très peu risquée en raison notamment de la configuration et du paramétrage du cadre régulatoire fixé par la CRE.

³⁶ Des entreprises locales de distribution et les filiales d'EDF chargées de la gestion des territoires insulaires assurent la distribution d'électricité au sein des autres territoires.

³⁷ Directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ; Directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ; Directive 2009/72/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité.

³⁸ <https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2024-12/20241218-S2024-1355-Financement-cout-des-reseaux-publics-delectricite-par-les-usagers-Turpe.pdf>

C - Les autres activités régulées en ZNI et Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg est une société cotée depuis 1927. EDF est son actionnaire majoritaire depuis 1954 et détient aujourd’hui 88,64 % du capital. Électricité de Strasbourg est la plus importante des entreprises locales de distribution³⁹ et fournit près de 575 000 clients en électricité (6,5 TWh) et 110 000 clients en gaz (3 TWh). L’entreprise est un opérateur intégré qui assure, à l’échelle de près de 400 communes, la commercialisation, la distribution et un volume modeste de production à travers la filiale ES Énergies renouvelables. Par ailleurs, symétriquement à la stratégie de diversification du groupe EDF, Électricité de Strasbourg a développé une activité de services énergétiques au sein d’une filiale détenue conjointement avec Dalkia.

En 2024, Électricité de Strasbourg a réalisé un chiffre d’affaires de 1,3 Md€ et compte 1 300 salariés. Son chiffre d’affaires est constitué pour l’essentiel des produits de la vente d’énergie aux clients finaux et des activités de distribution dont les charges sont couvertes par le Turpe. La filiale présente des résultats stables et s’est orientée, selon une stratégie de diversification des risques, dans de nouvelles activités avec la production d’énergie renouvelable et la prestation de services énergétiques.

Le groupe EDF assure également la production, la commercialisation et la distribution d’électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) à travers ses activités insulaires. EDF assure cette activité par l’intermédiaire d’une filiale consacrée à la production (EDF Production d’électricité en zones insulaires) et un service consacré à la gestion du réseau de distribution (EDF Système énergétique insulaire). EDF assure cette mission dans les territoires suivants : Corse, Martinique Guadeloupe, Saint-Martin, Saint Barthélémy, Guyane, La Réunion et Saint-Pierre-et-Miquelon.

Les ZNI sont soumises à un cadre régulatoire spécifique, résultant des contraintes particulières de ces territoires, qui garantit à EDF des revenus stables et durables. Ce cadre garantit une couverture des surcoûts de production par le budget de l’État à travers les charges de service public de l’énergie⁴⁰, sous le contrôle de la Commission de régulation de l’énergie. Les coûts de gestion du réseau, à l’instar du territoire hexagonal, sont couverts par le Turpe.

IV - Une diversification avant tout géographique

Les moyens de production d’électricité détenus par EDF représentent une part modeste des capacités comme de la production mondiale d’électricité (respectivement 1,4 % et 1,6 % en 2023). En Europe de l’Ouest⁴¹ EDF détient 9 % des capacités de production d’électricité et produisait 14 % de l’électricité. En dehors de l’Europe de l’Ouest, la production d’EDF plafonne en dessous de 0,5 % de part de marché (cf. tableau *infra*).

³⁹ La loi de nationalisation de l’électricité et du gaz du 8 avril 1946 avait laissé à certaines communes ou groupements de communes la possibilité de disposer, par exception, de leur propre entité de production, distribution et commercialisation d’électricité. On compte aujourd’hui 132 entreprises locales de distribution.

⁴⁰ Cour des comptes, *Le soutien public aux zones non interconnectées*, 2023.

⁴¹ Union européenne, Suisse, Islande, Norvège et Royaume-Uni.

**Tableau n° 8 : positionnement international d'EDF
en termes de production d'électricité en 2023**

	Production totale (TWh)	Production d'EDF nette	Part de marché EDF
<i>Europe de l'Ouest (UE, RU, Suisse, Norvège, Islande)</i>	3 228 TWh	440,6 TWh	13,6 %
<i>Amérique latine et du sud</i>	1 775 TWh	6,7 TWh	0,4 %
<i>Amérique du Nord (hors Mexique)</i>	4 887 TWh	14,2 TWh	0,3 %
<i>Moyen-Orient</i>	1 425 TWh	2,8 TWh	0,2 %
<i>Asie hors Chine & Moyen-Orient</i>	5 783 TWh	6,1 TWh	0,1 %
<i>Chine</i>	9 494 TWh	12,9 TWh	0,1 %
<i>Afrique</i>	919 TWh	0,5 TWh	0,1 %
<i>Océanie</i>	323 TWh	0,0 TWh	0,0 %
<i>Europe de l'Est (dont Russie & Balkans hors UE)</i>	1 732 TWh	0,0 TWh	0,0 %
Total	29 567 TWh	483,8 TWh	1,6 %

Source : Cour des comptes, données EDF pour EDF et AIE pour les données mondiales

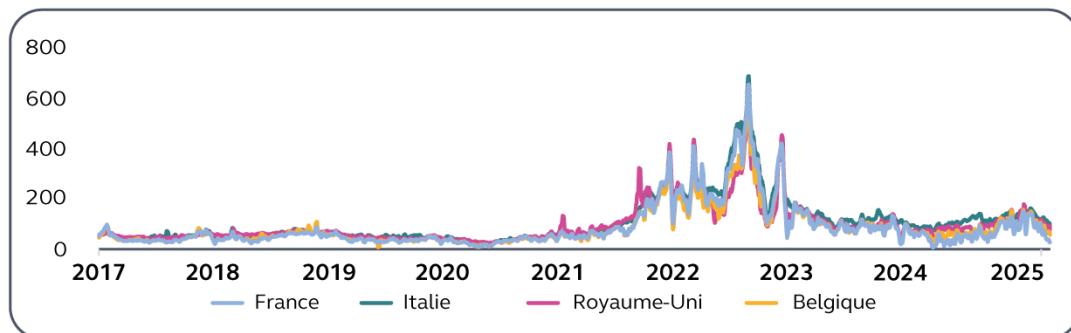
Depuis le début des années 2000 cependant, le groupe français a accéléré son déploiement international par un renforcement des investissements du groupe dans des capacités hors de France et d'Europe. Ces investissements, nucléaires mis à part, sont principalement portés par EDF renouvelables. Ils ont crû substantiellement à partir de 2018 : de 2018 à 2024, EDF a ainsi mis en service en moyenne 2 GW/an de capacités brutes hors de France, soit 14,7 GW en 6 ans. Les capacités nettes mises en service par le groupe sur ces années à l'étranger s'élèvent à 7,3 GW⁴². La réunion de la direction internationale du groupe et des activités d'EDF Renouvelables au sein d'une même entité – EDF power solutions – en juin 2025 illustre la grande interaction entre développement de la production renouvelable et développement international.

⁴² Les capacités brutes correspondent aux capacités des projets, les capacités nettes à la seule part détenue par EDF dans ces projets.

A - Les pays du « G3 » : une intégration entre production et commercialisation sur le modèle français mais avec des mix hétérogènes

Au sein des trois pays du « G3 » – Italie, Royaume-Uni, Belgique – EDF a développé un modèle d'activité proche de celui en place en France, qui se caractérise par une gestion unifiée des actifs de production et de la commercialisation d'électricité. Compte tenu des évolutions des prix de marché de ces pays, la diversification des risques résultant de ces implantations doit être nuancée. Ces marchés suivent en effet des tendances très largement similaires du fait de leur interconnexion même si les écarts de prix se sont accentués depuis la crise de 2022.

Graphique n° 7 : prix spots du marché de l'électricité (2017-2024) en €/MWh



Source : Ember, données du marché spot pour la livraison d'électricité pour le lendemain

Note : données lissées sur sept jours.

1 - Des activités britanniques marquées par la construction de nouvelles capacités nucléaires

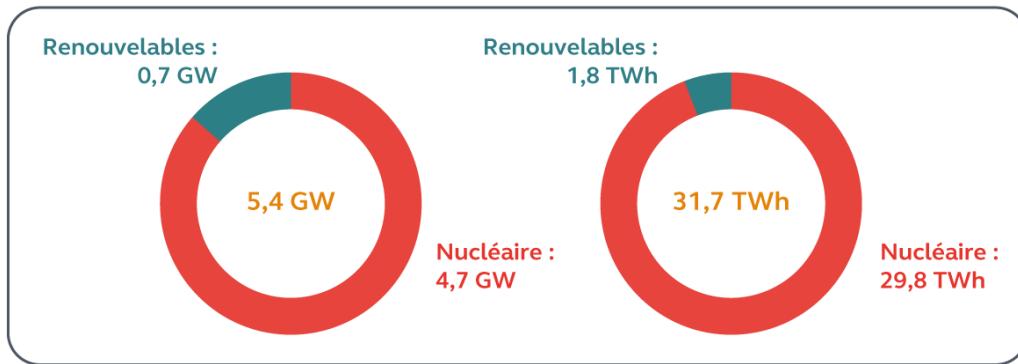
Principale composante d'EDF au Royaume-Uni, EDF Energy réplique partiellement le modèle intégré présent en France. La filiale inclut en particulier des activités de production d'électricité, de fourniture d'énergie et de construction de nouvelles capacités nucléaires (*Hinkley Point C* et *Sizewell C*). En parallèle EDF Renouvelables développe et exploite des capacités de production éoliennes et photovoltaïques via sa filiale britannique codétenu par EDF Energy.

La production d'EDF au Royaume-Uni repose essentiellement sur ses neuf réacteurs nucléaires en fonction dont la puissance cumulée brute atteint 5,9 GW correspondant à une production de près de 37,3 TWh en 2024. Compte tenu de la participation de Centrica à hauteur de 20 % de ces actifs nucléaires, la capacité nette d'EDF Energy s'établit à 4,7 GW et la production à près de 30 TWh. Subsidiairement, les capacités de production renouvelables (0,7 GW) assurent une production de 1,8 TWh. Elles sont codétenu par EDF Renouvelables mais leur production est à destination quasi exclusive d'EDF Energy.

Comme le parc nucléaire français, le parc nucléaire britannique dépend fortement de ses coûts fixes qui représentaient, en première approche, environ trois quarts des coûts de la production entre 2017 et 2022. Les coûts variables, approchés ici par les coûts du combustible, s'établissaient en moyenne sur la période à 10 €/MWh pour un coût total moyen de 39 €/MWh⁴³. Ces coûts n'incluent pas les dépréciations et amortissements, il s'agit donc de coûts *cash* et non de coûts complets.

⁴³ Sur la base des comptes par segment d'EDF produits à la demande du régulateur britannique entre 2017 et 2022. Les taux de change retenus correspondent aux moyennes annuelles simples des taux de change mensuel de l'Insee.

Graphique n° 8 : structure du parc d'EDF au Royaume Uni (2024)



Source : Cour des comptes, données EDF

Alors que la capacité de production cumulée d'*EDF Energy* – hors renouvelables – s'établissait en 2012 à 12,4 GW, elle n'est désormais plus que de 4,7 GW et devrait atteindre 2,9 GW en 2027⁴⁴. À l'issue de l'acquisition de sa filiale britannique, EDF détenait 15 réacteurs nucléaires à 80 % et deux centrales à charbon, complétés en 2012 par la mise en service d'une centrale à gaz. Depuis lors, la fermeture progressive des centrales à charbon, la cession de la centrale à gaz en 2021 et la fermeture de 6 réacteurs nucléaires a conduit à une chute des capacités exploitées de 7,7 GW. Les centrales de Hartlepool et Heysham 1 prévues pour 2027, devrait réduire encore ces capacités de 1,8 GW.

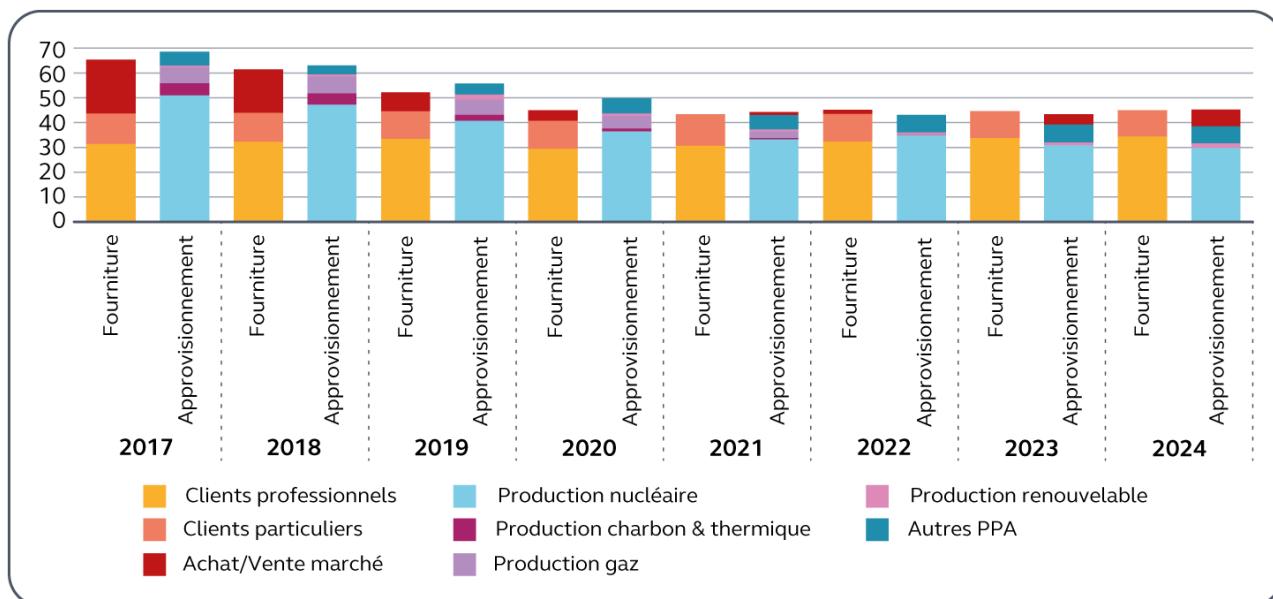
En 2024, EDF produisait près de 70 % de l'électricité fournie à ses clients britanniques⁴⁵ ; le reste étant assuré par le biais de PPA et des marchés de gros. Comme en France, l'optimisation de cet approvisionnement est assurée de façon centralisée.

Depuis cependant, l'érosion du parc de production a modifié l'exposition d'*EDF energy* aux marchés de l'électricité. La filiale britannique vendait alors davantage d'électricité qu'elle n'en achetait : entre 2012 et 2016, EDF vendait plus de 20 TWh/an en moyenne (position nette sur les marchés). Conséquence de l'attrition de ses capacités de production, la filiale britannique doit désormais s'approvisionner pour partie sur les marchés (~15 % de l'électricité fournie).

⁴⁴ Hors capacités renouvelables détenues par EDF Renewables, filiale d'EDF Renouvelables au Royaume-Uni dont EDF est co-actionnaire à 49 %.

⁴⁵ En 2024, EDF fournissait 45 TWh d'électricité, soit environ 10 % du marché britannique.

Graphique n° 9 : fourniture d'électricité par EDF Energy et approvisionnement afférent en TWh (2016-2024)



Source : Cour des comptes, données EDF

La vente d'électricité au Royaume-Uni fait l'objet d'un encadrement spécifique plafonnant les prix de vente pour certains contrats à destination des particuliers ; au-delà de ces contrats, représentant les deux tiers des contrats des ménages, la fixation du prix répond aux règles normales des marchés libéralisés. En 2019, le législateur britannique a introduit un plafond de prix pour les contrats standards de fourniture d'électricité dont les tarifs évoluent en fonction des prix de marché. Mesure initialement temporaire devant prendre fin en 2020, elle a été prolongée sous l'effet des événements successifs (crise sanitaire puis des prix de l'énergie). Le régulateur révise trimestriellement le plafond notamment en fonction du prix des marchés de gros ; le niveau est fixé de sorte à garantir une rémunération de 6,5 % du capital aux producteurs.

Ainsi qu'il était prévu lors de l'acquisition de British Energy et afin de renouveler ses capacités de production, EDF conduit deux projets de construction de nouveaux réacteurs nucléaires : *Hinkley Point C* (HPC) et *Sizewell C* (6,4 GW brut en cumulé). En 2024, le groupe avait engagé 19,8 Md€ (courants) dans le nouveau nucléaire britannique : 19,3 Md€ dans HPC et 0,5 Md€ dans *Sizewell C*. Comme la Cour l'a exposé dans son rapport de 2025 sur la filière EPR, le projet de HPC est fragilisé par la dérive de ses coûts et de son calendrier ainsi que par le départ de son co-actionnaire CGN.

Tableau n° 9 : réévaluation successive des coûts et du calendrier de mise en service de HPC

	Sept. 2019	Janv. 2021	Mai 2022	Janv. 2024
<i>Objectif de mise en service de l'unité 1</i>	Déc. 2025	Juin 2026	Juil. 2027	2030
<i>Coût à terminaison (en Md€₂₀₁₅)</i>	21,5-22,5	22-23	25-26	31-34

Source : La filière EPR, Cour des comptes, 2025

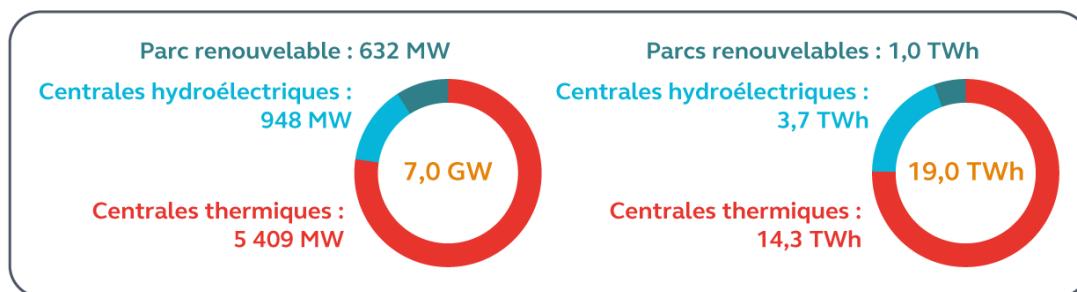
En parallèle, EDF Renouvelables développe son activité au Royaume-Uni : 0,4 GW de capacités nettes, en cours de construction, devraient s'ajouter prochainement aux 0,7 GW (nets) déjà exploités par la filiale renouvelable. Au-delà de ces projets avancés, EDF est engagée dans la construction de 1 GW net supplémentaire ; ces capacités correspondent à celles autorisées par la puissance publique. 80 % d'entre elles sera soutenu par le gouvernement britannique au travers de CfD⁴⁶. Ainsi, sous réserve de la réalisation de l'ensemble des projets annoncés et autorisés, 58 % du parc de production renouvelable devrait, à terme, être couvert par un CfD, le reste bénéficiant de garantie d'origine, dont le bénéfice peut être estimé à 25 £/MWh.

2 - Edison : un modèle économique encore singulièrement tourné vers le gaz

Edison concentre la quasi-totalité de l'activité du groupe EDF en Italie. Comme au Royaume-Uni, son modèle économique s'articule autour de deux principales composantes : la production et la vente d'énergie. Cependant, à la différence des activités françaises et britanniques, Edison exploite et développe un parc thermique important (cf. *infra*). Deux nouvelles centrales à gaz ont été mises en service en 2023 et 2024 pour une puissance cumulée de 1,6 GW. En outre, alors que la filiale a cédé ses activités d'exploration et de production de gaz naturel, elle maintient une activité intense sur le marché de l'approvisionnement, du stockage et de la fourniture de gaz naturel.

La production d'EDF en Italie repose essentiellement sur ses 11 centrales thermiques dont la puissance cumulée nette atteint 5,4 GW pour une production de près de 14,3 TWh en 2024. Subsidiairement les capacités de production hydroélectriques (0,9 GW) et renouvelables (0,7 GW) assurent une production de 4,7 TWh. Comme en France et au Royaume-Uni la gestion de l'optimisation de la production est opérée de façon centralisée.

Graphique n° 10 : structure du parc d'EDF en Italie

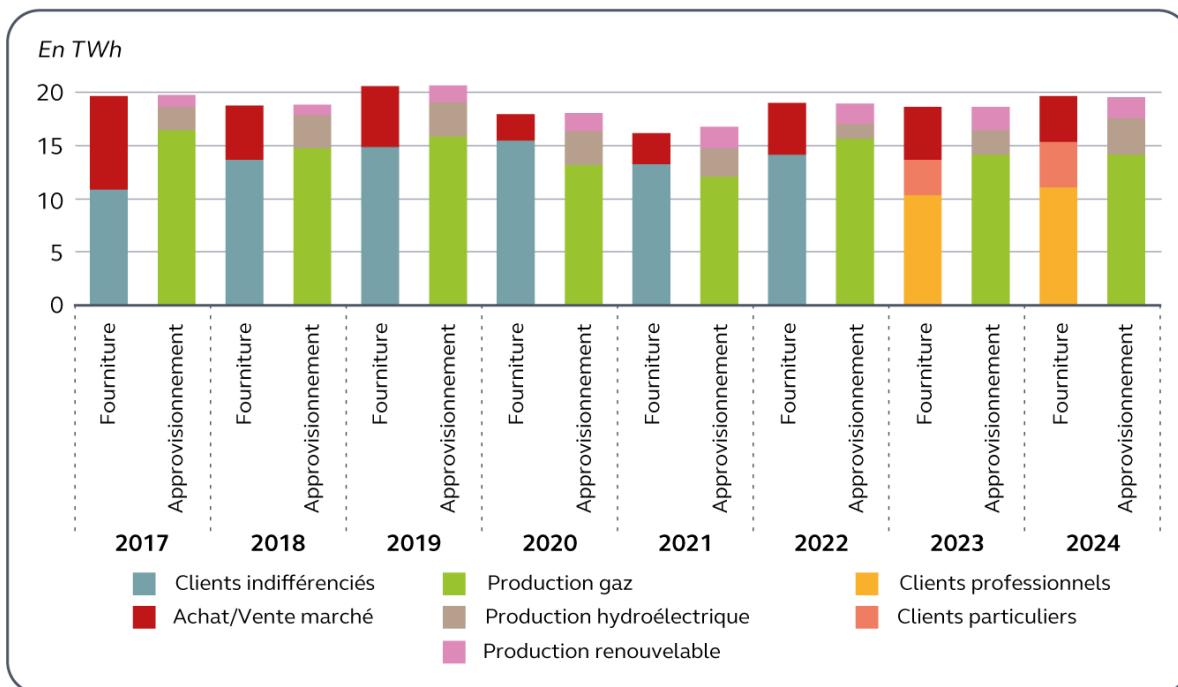


Source : données EDF

Cette production permet à Edison de fournir l'ensemble de ses clients finals, de sorte qu'Edison vend davantage d'électricité sur les marchés qu'il n'en achète (position nette vendeuse). Dans un marché dominé par Eni, le fournisseur historique italien, la part de marché d'Edison en volume était de 5,4 % (2,9 % sur le secteur résidentiel et 6,2 % sur le segment professionnel).

⁴⁶ Le gouvernement britannique accorde des contrats pour différence à l'issue d'enchères. La majorité des nouveaux projets d'EDF Renouvelables au Royaume-Uni bénéficie de ce soutien ; par exemple les parcs éoliens de Heathland et de Cloich ont obtenu un CfD à hauteur de 50,9 £₂₀₁₂/MWh et les parcs solaires de Longfield et de Bramford, un CfD de 50,07 £₂₀₁₂/MWh, soit entre 85 et 90 €₂₀₂₄/MWh.

Graphique n° 11 : fourniture d'électricité par Edison et approvisionnement afférent (2016-2024)



Source : Cour des comptes, données Edison

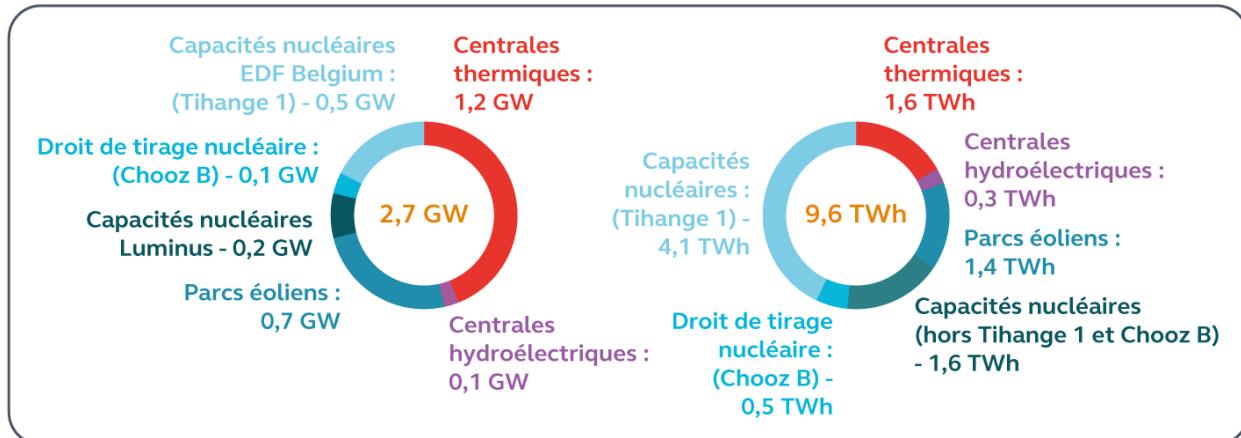
À la différence des autres pays, Edison assure son propre approvisionnement en gaz, essentiellement à partir de contrats long terme depuis la cession de ses activités d'exploration et de production, dont la dernière a eu lieu en 2023 (13,4 Mdm³ sur 17,6 Mdm³ en 2024). Cet approvisionnement permet de couvrir les besoins du groupe pour ses clients finals (33 % en 2024), pour sa propre production thermoélectrique (23 %) et d'approvisionner d'autre fournisseurs de gaz (44 %). Enfin, dernier acteur du « G3 » à encore être présent sur le segment du stockage du gaz, Edison devrait céder sa filiale dédiée courant 2025.

3 - L'activité d'EDF en Belgique : un modèle appelé à évoluer avec la fin programmée de son approvisionnement d'origine nucléaire

L'activité belge d'EDF repose essentiellement sur Luminus, entreprise détenue à 68,6 % par EDF. EDF Belgium, holding belge du groupe, détient, outre les participations d'EDF dans Luminus, 50 % des parts du réacteur nucléaire Tihange 1, Engie, via sa filiale Electrabel détient les 50 % autres.

Les trois centrales nucléaires belges dans lesquelles EDF dispose de participations assurent l'essentiel de la production du groupe en Belgique. Leur puissance cumulée nette atteint 0,7 GW et leur production 5,2 TWh en 2023 (production nette aux bornes d'EDF). Les capacités de production thermiques (1,2 GW), hydroélectriques (0,1 GW) et renouvelables (0,7 GW) complètent le mix d'EDF en Belgique pour une production de 3,3 TWh en 2023. Enfin Luminus détient un droit de tirage de 100 MW sur le réacteur français de Chooz B correspondant à une production de 0,5 TWh en 2023.

Graphique n° 12 : structure du parc d'EDF en Belgique et production nette en 2024



Source : Cour des comptes

La production belge – ou affectée à Luminus comme c'est le cas de la quote-part dédiée du réacteur Chooz B – ne permet de couvrir qu'un peu plus de 70 % de l'ensemble de l'approvisionnement du portefeuille de clients de Luminus. La société est ainsi substantiellement exposée aux variations des prix de marché, dans un contexte de fort développement de son activité de fourniture d'électricité (+ 1 TWh entre 2021 et 2023) et de réduction à venir de son parc nucléaire puisque le réacteur de Tihange 1 devrait fermer en 2025 et les réacteurs dans lesquels Luminus détient des parts (Doel 4 et Tihange 3) devraient être mis à l'arrêt en 2035, après une prolongation de 10 ans accordée en 2025 par les autorités belges.

Que ce soit en nombre de clients ou en volume d'énergie, Luminus se positionne comme le second fournisseur belge, derrière Engie et sa filiale Electrabel qui domine très largement le marché : en Wallonie, Luminus représente environ 20 % du marché en volume d'électricité vendu, derrière Electrabel qui représente plus de 40 % du marché.

B - Dans les autres pays, une activité internationale dominée par EDF renouvelables

EDF Renouvelables (ex EDF Énergies nouvelles, et désormais EDF Power Solutions⁴⁷) concentre l'essentiel des activités internationales d'EDF et constitue la principale exposition internationale du groupe en termes de capacités de production hors du « G3 » (10,6 GW sur 16,8 GW). EDF Renouvelables développe et exploite la majorité du parc renouvelable du groupe en France et à l'international. EDF distingue deux modèles d'activités : un modèle de développement et d'exploitation des parcs en conservant la détention de la totalité des parcs développés ou modèle consistant à développer puis à céder tout ou partie de ces parcs, il s'agit alors du « développement et vente d'actifs structurés » (DVAS).

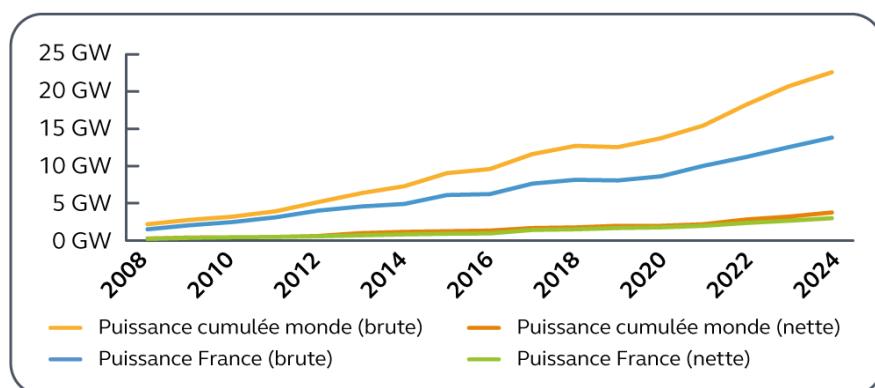
⁴⁷ Après intégration de la direction internationale du groupe en juin 2025.

1 - Une production très faiblement exposée aux prix de marché

En décembre 2024, EDF Renouvelables détenait plus de 90 % des capacités renouvelables du groupe (hors hydro-électricité), soit 15,1 GW. EDF Energy, Luminus, Edison et EDF international détenaient le reste (1,7 GW). Parmi ces capacités, l'éolien comptait environ pour deux tiers (9,8 GW) et le photovoltaïque pour un tiers (4,8 GW)⁴⁸.

Sous l'effet d'un développement dynamique, l'exposition internationale d'EDF Renouvelables s'est fortement accrue depuis la fin des années 2000. Cette croissance de l'activité a conduit la filiale à presque décupler les capacités nettes de la filiale à l'international, passant de 1,5 GW en 2008 à 13,8 GW en 2024. Les capacités nettes correspondent au produit des capacités dans lesquelles EDF Renouvelables dispose de parts et de la part afférente⁴⁹. À l'inverse la capacité brute correspond à la capacité d'un parc dans lequel EDF Renouvelables dispose de parts, quel que soit le niveau de cette part⁵⁰.

Graphique n° 13 : développement du parc d'EDF renouvelables à l'international et en France entre 2008 et 2024



Source : EDF

Avec le développement de ces nouvelles activités, le groupe couvre désormais 25 pays à travers sa filiale renouvelable. Sans pour autant développer de spécialisation géographique majeure, les États-Unis et le Canada représentent les marchés les plus importants d'EDF Renouvelables avec 5,7 GW déployées, devant la France (3,5 GW). Le Brésil (1,2 GW net), la Chine (0,9 GW) et l'Inde (0,8 GW) constituent les principaux relais hors de ce duopole. En dépit de ce positionnement nord-américain massif, les parts de marché d'EDF sur cette région plafonnent en deçà des 2 %.

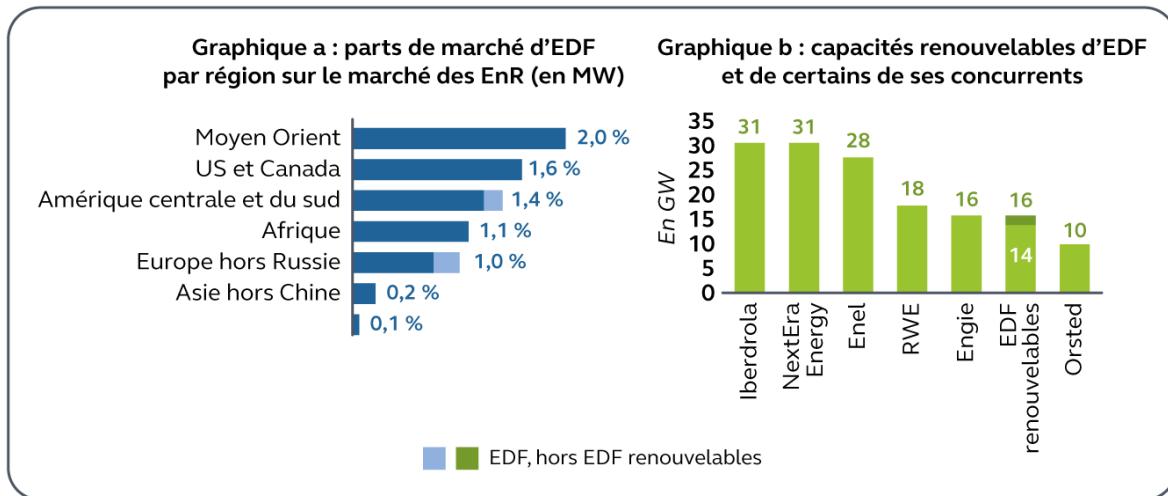
EDF détient ainsi l'un des parcs renouvelables – éolien et photovoltaïque – parmi les plus importants au monde hors marché chinois, sans atteindre toutefois les capacités installées des tous premiers producteurs mondiaux : l'entreprise américaine NextEra Energy et l'espagnole Iberdrola détenaient ainsi, toutes deux, 31 GW fin 2024, et Enel 28 GW.

⁴⁸ Les 0,5 GW restant relèvent d'autres technologies.

⁴⁹ Ainsi si EDF détient 20 % d'un parc éolien de 100 MW, la capacité nette correspondante est 20 MW.

⁵⁰ Ainsi dans le cas précédent la capacité brute est de 100 MW.

Graphique n° 14 : paysage concurrentiel d'EDF sur le marché de l'électricité renouvelable



Source : EDF. Périmètre : hors entreprises chinoises

En 2024, le parc éolien et solaire d'EDF a produit un peu plus de 39 TWh dont 36,3 TWh produit par sa filiale dédiée, le reste ayant été assuré par les autres filiales du groupe détentrices de capacités de production renouvelable. De façon cohérente avec la répartition des capacités éoliennes et solaires d'EDF, la production américaine représente les volumes les plus importants (12,5 TWh aux États-Unis), suivie par la France (7,6 TWh) et le Brésil (3,9 TWh).

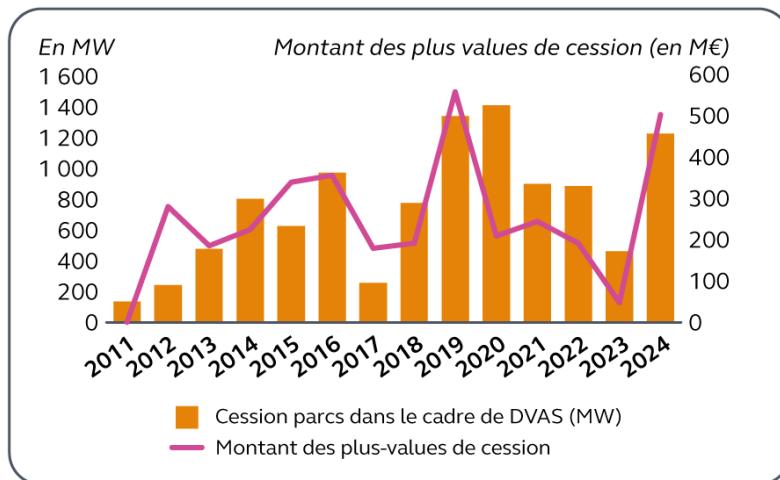
En termes de rémunération, plus de 90 % de la production renouvelable est sécurisée par des contrats d'achat de type PPA (ou autre type de contrats moyen-long terme), de sorte qu'une large part de la production est affranchie de la dépendance aux prix de marché. Néanmoins, à l'échelle du groupe, la part de production renouvelable, hors hydraulique, restait en 2024 inférieure à celle des principaux autres électro-gaziers européens (cf. annexe n°4). Selon l'agence Fitch, EDF présentait ainsi une plus faible proportion d'Ebitda régulé ou contractualisé par rapport à ses principaux concurrents européens (cf. annexe n°5).

2 - L'activité de développement et de vente d'actifs structurés : un modèle qui permet de limiter le stock de capital immobilisé

À l'image de certains de ses concurrents directs, EDF renouvelables développe des parcs de production en vue de leur cession totale ou partielle – « clés en mains »⁵¹ – à des tiers : c'est l'activité de *développement et vente d'actifs structurés*. La vente de ces actifs permet de « recycler » rapidement le capital mobilisé par l'opération en vue de financer de nouveaux projets ou de limiter l'endettement du groupe en déconsolidant ces actifs. De façon très majoritaire, EDF conserve 50 % des parts dans le parc. Entre 2012 et 2024, environ 10,5 GW ont été cédés dans ce cadre pour une plus-value de cession cumulée de 3,5 Md€_{courants}.

⁵¹ Construits, prêts à être exploités avec un PPA déjà sécurisé.

Graphique n° 15 : volume de cession dans le cadre de l'activité de DVAS et plus-values associées (2012-2024)



Source : comptes annuels d'EDF

À la différence de l'activité d'exploitation des parcs renouvelables, le développement et la vente d'actifs structurés n'assure toutefois pas un revenu stable, celui-ci étant dépendant des décisions de cession de parts.

C - La diversification en France dans les services énergétiques

En 2000, le groupe EDF entame sa montée au capital au sein de l'entreprise Dalkia jusqu'à détenir 100 % des activités domestiques (Dalkia France) et d'investissement (Dalkia Investissement) en 2014. La filiale internationale (Dalkia International) est laissée au groupe Veolia au terme d'un conflit d'actionnaires durant une dizaine d'années. Le développement d'EDF au sein de Dalkia vise à diversifier son activité sur la chaîne de valeur de l'énergie. L'activité de Dalkia est la production de chaleur et de froid et recouvre la gestion de réseaux de chaleur pour le compte de collectivités ou d'entreprises, les services énergétiques (optimisation de la consommation d'unités collectives de production).

Près de la moitié du chiffre d'affaires en France est réalisée à travers le marché des services énergétiques au bâtiment dans un contexte de développement des soutiens et des dispositifs réglementaires favorables à la rénovation énergétique des bâtiments. La gestion des réseaux représente 37 % du chiffre d'affaires, 14 % provient des services à l'industrie. La filiale d'EDF a également connu un fort développement à l'international à travers l'exportation de ses compétences. Ce développement s'est traduit par de multiples acquisitions au cours de la période récente : acquisition d'Aegis (États-Unis) en 2018, d'Imtech au Royaume-Uni (2017), de Suir en Irlande (2017) et de Dalkia Polska Solutions (2018). Par ailleurs, Dalkia Middle East développe depuis 2020 l'activité dans les pays du Golfe. Cette stratégie vise également à rechercher des synergies opérationnelles fortes avec le groupe EDF en développant l'activité dans les marchés où le groupe dispose également d'actifs de production.

Dalkia connaît une forte expansion sur les derniers exercices portés tant par la croissance domestique et internationale des revenus. La marge opérationnelle (Ebitda) a cru de 65 % entre 2017 et 2024. Les effectifs ont également augmenté significativement avec des charges de personnel passant de 862 M€ à 1,4 Md€.

Tableau n° 10 : compte de résultat de Dalkia (2017-2024)

<i>En M€</i>	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Chiffre d'affaires</i>	3 271	3 633	3 732	3 729	4 503	5 825	5 733	5 323
<i>Achats de combustibles et d'énergie</i>	(758)	(830)	(807)	(591)	(1 097)	(2 059)	(1 680)	(1 216)
<i>Charges de personnel</i>	(862)	(934)	(970)	(1 077)	(1 157)	(1 270)	(1 430)	(1 480)
<i>Autres charges</i>	(1 392)	(1 577)	(1 606)	(1 771)	(1 871)	(2 163)	(2 216)	(2 202)
<i>Ebitda</i>	259	292	349	290	378	333	407	425
<i>Résultat d'exploitation</i>	13	72	(18)	(32)	217	120	35	45
<i>Résultat net consolidé</i>	(58)	24	(50)	(82)	124	54	(17)	(28)

Source : comptes EDF

D - Le trading sur les marchés de l'énergie

La libéralisation progressive du marché de l'énergie en Europe a conduit à l'accroissement des flux d'échange d'énergie. Le développement des marchés de l'énergie a conduit EDF à développer une activité permettant au groupe de disposer d'une interface unique sur les marchés de gros de l'électricité. EDF est, depuis 2003, l'actionnaire unique d'EDF trading qui assure l'ensemble des transactions sur ces marchés. La société emploie 800 salariés environ et son siège est à Londres.

Tableau n° 11 : compte de résultat EDF Trading (2017-2024)

<i>En M€</i>	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Chiffre d'affaires</i>	590	873	1 026	912	1 518	7 038	3 666	1 908
<i>Ebitda</i>	358	633	733	633	1 200	6 407	3 230	1 608
<i>Résultat net consolidé</i>	293	489	571	553	1 176	5 789	2 711	1 561

Source : comptes EDF

L'activité consiste en l'acquisition de matières premières et produits énergétiques (électricité, gaz, charbon, pétrole etc.) pour les revendre à un horizon et un lieu distinct et sur un marché distinct. Ces échanges donnent lieu à des flux physiques ou de seules transactions financières. EDF Trading intervient en Europe, en Amérique du Nord et en Asie. L'entreprise assure l'accès aux marchés pour l'ensemble des entités du groupe EDF et réalise des opérations de trading en compte propre. Pour ces dernières, la volatilité sur les marchés se traduit par des Ebitda importants.

EDF Trading a progressivement étendu ses interventions géographiquement (en 2023 EDF Trading a commencé des activités de trading au Japon) et sectoriellement avec EDF Trading logistics qui organise les opérations d'approvisionnement en fioul, biomasse et charbon pour l'ensemble des unités de production du groupe en France.

CONCLUSION

Issue d'un Épic en monopole sur le territoire français, de la production à la fourniture d'électricité, en passant par le transport et la distribution, EDF, société anonyme depuis 2005, et ses filiales exerce aujourd'hui son activité de façon diversifiée dans le domaine de l'énergie et dans de nombreux pays.

Les activités en France restent toutefois largement majoritaires, en couvrant plus des deux tiers de l'Ebitda comme des immobilisations du groupe. Ces activités s'exercent notamment sur les segments régulés de la gestion des réseaux électriques où elles assurent au groupe un revenu net relativement stable et prévisible, en particulier indépendant des variations des prix de l'énergie.

Les activités de production et commercialisation en France représentent le principal secteur opérationnel d'EDF en termes de chiffre d'affaires et d'Ebitda. EDF bénéficie pour ces activités d'une position encore nettement dominante, d'un parc de production au pilotage unifié et aux coûts compétitifs et d'une intégration verticale jusqu'à la commercialisation qui présente des avantages en termes de gestion des risques. En revanche, ses modalités de vente sont contraintes par les régulations publiques nationales qui visent à préserver des prix de ventes aux clients finals compétitifs, et se traduisent aujourd'hui par une exposition des revenus de vente d'électricité aux variations des prix de marché devenue pratiquement illisible. La période récente a également mise en évidence la sensibilité des résultats au degré de disponibilité du parc nucléaire, et son exposition au risque de défaut générique, contrepartie d'un parc standardisé. Enfin, le métier de développeur constructeur de moyens de production, en particulier nucléaire, désormais exercé non seulement en France mais à l'étranger, emporte pour le groupe des risques spécifiques associés à la maîtrise des coûts et délais de projets complexes et de longue durée.

Les activités internationales du groupe lui apportent une certaine diversification. Les implantations d'EDF dans trois pays européens prioritaires, le Royaume-Uni, l'Italie et la Belgique, et consistant à répliquer le modèle intégré français, présentent des particularités liées aux mix de production, aux positions structurelles nettes acheteuses ou vendeuses et différences de régulations, en particulier sur la vente de la production d'origine nucléaire. Le reste des activités internationales est dominé par les opérations d'EDF international, dont le modèle repose sur des productions presqu'exclusivement couvertes par des contrats à long terme ou des dispositifs de soutiens publics offrant une visibilité équivalente, et sur la pratique du développement-vente d'actifs structurés qui vise à minimiser le stock de capital immobilisé. La part de production renouvelable du groupe, hors hydraulique, restait toutefois en 2024 inférieure à celle des principaux autres électro-gaziers européens. Selon l'agence Fitch, EDF présentait ainsi une plus faible proportion d'Ebitda régulé ou contractualisé par rapport à ses principaux concurrents européens.

Chapitre II

Des investissements réalisés entre 2012 et 2024 au prix d'un fort accroissement de l'endettement financier

I - Une baisse tendancielle de la rentabilité des capitaux du groupe et une forte progression de l'endettement

A - Une rentabilité des capitaux en baisse tendancielle sur la dernière décennie

La capacité du modèle économique d'EDF à créer de la valeur pour l'entreprise, dans son environnement, peut se mesurer de façon agrégée, et sur une année donnée, par le taux de rentabilité des capitaux mobilisés. Ce taux consiste à rapporter les résultats d'exploitation à la somme des capitaux propres et des dettes financières (rentabilité du capital employé, ou ROCE⁵²). On observe alors une baisse tendancielle des taux de rentabilité des capitaux d'EDF sur les dix dernières années. Ils atteignaient à l'aube de la crise de 2022 des niveaux ne permettant plus à EDF de créer de la valeur.

1 - Une nette baisse jusqu'à la crise de 2022

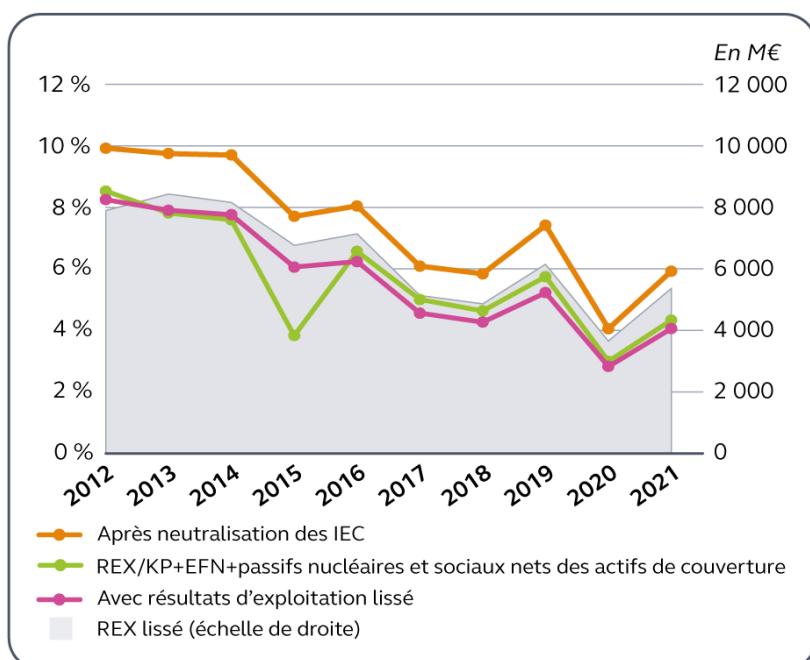
De 2012 à 2021, le résultat d'exploitation du groupe connaît une baisse tendancielle, passant d'environ 8 Md€ à moins de 5 Md€ (- 37 %), alors que, dans le même temps, les capitaux mobilisés ont augmenté de 50 % : les capitaux propres sont passés de 33,0 à 55,2 Md€ et l'endettement financier net de 31,2 à 42,3 Md€. Dans ces conditions, le ROCE a progressivement reculé sur la période, passant de 12 % à moins de 5 %. Si l'on tient également compte, au dénominateur du ROCE, des provisions constituées au titre des obligations nucléaires de long terme et au titre des engagements sociaux, pour leur part, non couvertes par des actifs dédiés⁵³, la rentabilité est passée de 8 % en 2013 à 4 % en 2021.

⁵² *Return on capital employed.*

⁵³ Cette part a de fait des contreparties à l'actif qui recouvrent des immobilisations corporelles et incorporelles de production qui auraient dû être financées par de l'endettement si l'obligation de couverture par des actifs dédiés concernait la totalité des provisions nucléaires et des passifs sociaux.

Cette diminution tient en partie à l'accumulation, sur la période, d'investissements dans des immobilisations en cours sur les grands projets nucléaires de Flamanville 3 et de *Hinkley Point C* (HPC) qui se sont traduits par d'importants niveaux d'endettement pour des actifs qui ne rentreront pas en service avant respectivement 2024 et 2030. Toutefois, la neutralisation des immobilisations en cours (IEC)⁵⁴ dans le calcul montre que la rentabilité des capitaux mobilisés pour les seuls actifs en production connaît également une forte baisse sur la période, largement déterminée par la baisse du résultat d'exploitation en valeur absolue. En 2020, cette baisse est en partie imputable aux conséquences de la crise du covid 19, qui a été responsable d'une perte d'Ebitda de l'ordre d'1 Md€⁵⁵, équivalente à 1 point de ROCE.

Graphique n° 16 : évolution du ROCE Groupe entre 2012 et 2021



NB : le lissage du résultat d'exploitation porte sur les montants annuels de pertes de valeur (ou de reprise, retraités à leur moyenne sur 2012-2021).
Source : Cour des comptes d'après données EDF

EDF crée globalement de la valeur dès lors que son ROCE dépasse le coût moyen pondéré du capital (CMPC) du groupe. Or, de 2015 à 2021, le ROCE d'EDF a été en moyenne inférieur à 5 % avant impôt. Dans ce résultat, les pertes pour dépréciation d'actifs représentent une moyenne de 1 point de moindre rentabilité⁵⁶. En neutralisant les IEC de Flamanville 3 et de HPC, sur la même période, le ROCE moyen augmente mais ne dépasse pas 6 %, sachant que par ailleurs le TRI de HPC est désormais estimé à moins de 5,3 % par EDF et que le TRI de Flamanville 3 pourra sans doute difficilement atteindre 4 % en termes réels, soit une rentabilité nominale de moins de 6 %.

⁵⁴ Soit 41,6 Md€ début 2021 (16,1 Md€ début 2012), dont 13,6 Md€ pour HPC et 14,5 Md€ pour Flamanville 3.

⁵⁵ EDF avait estimé à 1,5 Md€ l'effet brut de la crise sur l'Ebitda du groupe mais les mesures directes de remédiation (révision du planning des arrêts de tranches du parc nucléaire en France) ont permis de réduire de plus de 400 M€ cette perte brute.

⁵⁶ Ces pertes de valeurs ont représenté 1 Md€/an en moyenne sur la période 2012-2021, en partie concentré sur 2015 (3,5 Md€) avec une dépréciation de la valeur du parc thermique (gaz et charbon) au Royaume-Uni, en Italie, Belgique et Pologne.

Ainsi, la rentabilité des capitaux atteinte avant la crise de 2022 n'assurait plus de création de valeur pour l'entreprise, à moins de considérer un CMPC nominal avant impôt inférieur à 6 %.

2 - Les effets de la crise de 2022

La forte augmentation des prix de l'énergie en 2022 s'est traduite par une très forte hausse du chiffre d'affaires d'EDF cette même année puis surtout en 2023 et 2024. En revanche, la forte baisse de production d'électricité du parc d'EDF en France en 2022, en partie comblée en 2023, a nettement détérioré le résultat d'exploitation du groupe sur 2022. Étant données les fortes variations annuelles induites sur les résultats d'exploitation, une approche cumulée, ou moyennée, du triennium 2022-2024 a été utilisée par la Cour pour estimer un retour sur capitaux engagés (ROCE) moyen sur cette période impactée par plusieurs événements exceptionnels.

Tableau n° 12 : rentabilité des capitaux d'EDF de 2022 à 2024

En M€	2022	2023	2024	Moyenne
<i>Résultat d'exploitation</i>	- 19 363	13 174	18 327	4 046
<i>Résultat d'exploitation lissé*</i>	-18 617	25 167	19 146	8 566
<i>Capitaux propres + endettement financier net + provisions nucléaires et passifs sociaux nets des actifs dédiés (de début d'année)</i>	135 802	138 537	148 210	140 850
ROCE lissé	- 13,7 %	18,2 %	12,9 %	6,1 %
ROCE hors IEC FLA 3 et HPC**			16,5 %	8,2 %

* Le lissage neutralise 90 % des pertes de valeur enregistrée en 2023, dont celle de 11 Md€ sur HPC.

** Début 2024, les IEC au titre de FLA3 et HPC se montaient respectivement à 15,9 et 16,3 Md€.

Source : calculs Cour des comptes d'après données EDF

Sur les trois ans, le ROCE hors IEC retrouve en moyenne un niveau comparable aux années précédant 2017. Le ROCE 2024 reste très élevé, mais tiré par des prix de l'électricité encore influencés par les prix à termes cotés en 2022 (autour de 230 €/MWh). Avec des prix deux fois plus faibles⁵⁷ (comme attendus pour 2025), l'impact serait, toutes choses égales par ailleurs et à titre illustratif, une baisse de résultat de l'ordre de 12 Md€, et une baisse du ROCE hors IEC de 10 points, qui retrouverait alors seulement ses niveaux d'avant-crise, sans garantie de création de valeur pour EDF.

⁵⁷ Moyenne des prix calendaires sur les deux années précédant la livraison.

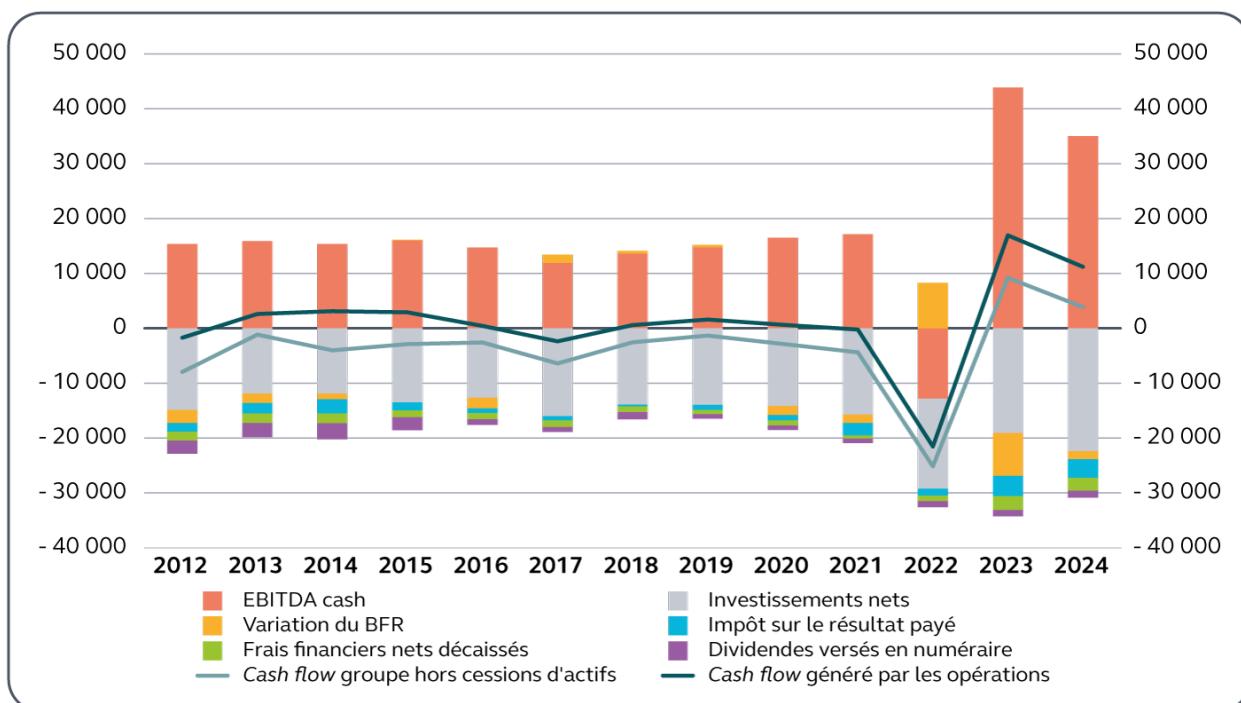
B - Un endettement en forte hausse sur 10 ans malgré les augmentations de capital et le recours aux titres hybrides

1 - Un *cashflow* groupe constamment négatif depuis 2012, hors cessions d'actifs

Depuis 2012, l'*Ebitda cash* du groupe s'est maintenu, avant la crise de 2022, à un niveau annuel situé entre 12 et 17 Md€, les prix de l'électricité évoluant dans une zone relativement restreinte. Néanmoins, du fait des accroissements de besoins en fond de roulement (7,7 Md€ en cumulé) et surtout des dépenses annuelles d'investissement, variant elles-mêmes entre 12 et 16 Md€ sur la période, le *cashflow* annuel moyen généré par les opérations (défini comme l'*Ebitda cash* et la variation de BFR diminués des investissements nets) se limite à 770 M€ sur cette même période (7,7 Md€ en cumulé).

Compte tenu des frais financiers décaissés (12 Md€ sur la période), des dividendes versés en numéraire (15,7 Md€ sur la période, y compris rémunération des titres hybrides) et des impôts sur les résultats (13,7 Md€ en cumulé sur la période), le *cashflow* groupe annuel hors cessions d'actifs a été systématiquement négatif et représente une perte cumulée de trésorerie de 36 Md€ sur la période. En ce qui concerne plus précisément les dividendes, si l'État a renoncé depuis 2015 à percevoir ses dividendes en numéraire (à l'exception de 2018), le stock de titres hybrides (titres subordonnés à durée indéterminée, cf. *infra*) donne lieu depuis 2015 au versement annuel d'une rémunération de plus 500 M€ à leurs détenteurs (4,4 Md€ en cumulé sur la période), correspondant à un taux moyen proche de 5,5 % (contre un coût moyen de la dette financière brute d'EDF de moins de 4 % en 2024).

Graphique n° 17 : déterminants de l'évolution des *cashflow* groupe hors cessions d'actifs (en M€)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

Les années 2022 à 2024, marquées par la crise des prix de l'énergie et l'indisponibilité du parc nucléaire liée au problème de corrosion sous contrainte, se sont soldées par un Ebitda *cash* annuel moyen de 22 Md€, nettement supérieur aux niveaux annuels habituels. Malgré la montée en puissance des investissements nets, ce triennium conduit à un *cashflow* cumulé engendré par les opérations positif de 6,6 Md€, et à une perte de trésorerie de 11,8 Md€ au titre du *cashflow* groupe, hors cessions d'actifs. Ainsi, la perte cumulée de *cashflow* groupe s'élève à près de 48 Md€ sur 2012-2024. Les investissements nets du groupe dans les EPR de Flamanville 3 et de HPC, et les frais financiers décaissés associés, expliquent à eux seuls environ 31,5 Md€ de pertes de *cashflow* sur la période.

2 - Une hausse de l'endettement en partie limitée par les apports des actionnaires et les cessions d'actifs

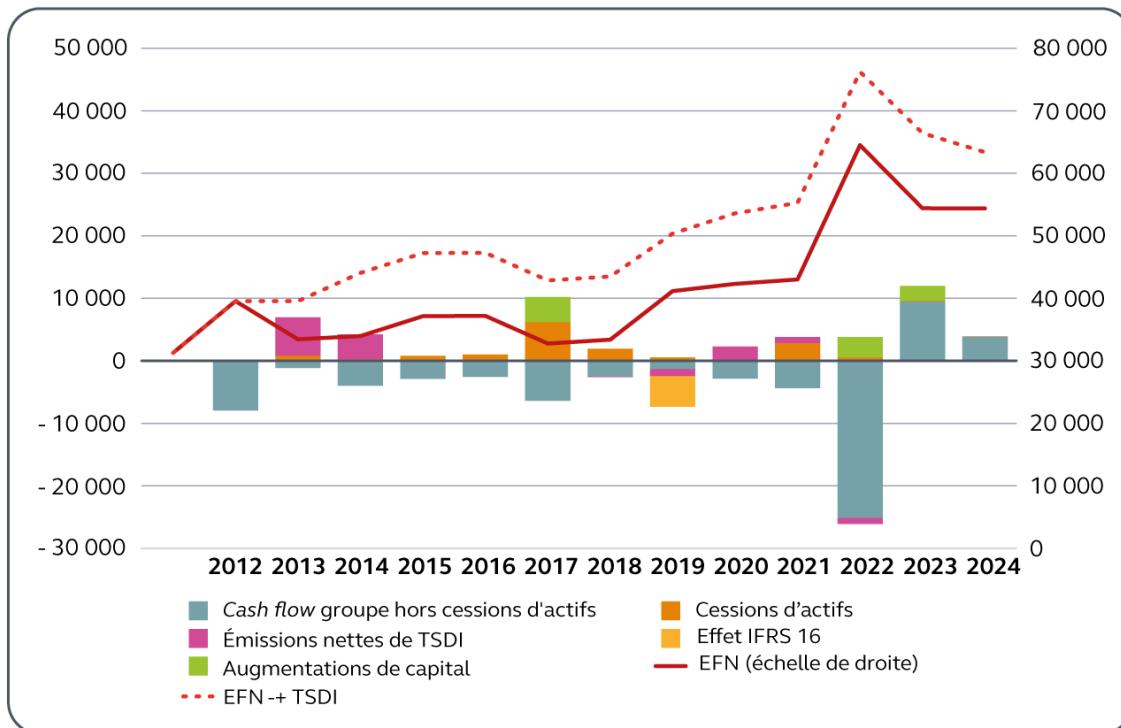
Malgré un cumul de *cashflow* groupe de - 47,8 Md€ sur les années 2012 à 2024, l'endettement financier net d'EDF n'a progressé que de 23 Md€ entre fin 2011 et fin 2024.

Cette atténuation a d'abord été permise notamment par les cessions d'actifs opérées sur la période, pour un montant cumulé de 14,6 Md€. Ces cessions sont notamment le résultat d'un plan mis en œuvre entre 2015 et 2018 et visant la vente de 10 Md€ d'actifs, parmi lesquels 49,9 % de RTE (pour 4,1 Md€), divers actifs immobiliers (1,2 Md€), des actifs liés aux énergies fossiles (1,6 Md€) ou encore EDF Polska (1 Md€). Un nouveau plan de cession a été lancé en 2020 pour compenser les pertes de *cashflow* liées à la crise sanitaire ; il a résulté en la vente de 3,4 Md€ en 2021 et 2022 (cession d'actifs aux États-Unis notamment).

La progression de l'endettement net a également été limitée par les augmentations de capital opérées sur la période, pour un montant total de 9,7 Md€ (dont 2,4 par conversion d'Oceane⁵⁸ en 2023). La perception des dividendes revenant à l'État sous forme d'actions nouvelles depuis 2015, pour un total cumulé de 8,6 Md€, a quant à elle joué directement sur le *cashflow* du groupe (cf. *supra*), lui évitant une dégradation supplémentaire.

Enfin, l'émission de titres hybrides à partir de 2013 a permis à EDF de couvrir ses besoins de financement par des emprunts assimilés en normes IFRS à des capitaux propres, pour un montant net cumulé de 9 Md€ fin 2024. La contribution de ces titres à une moindre progression de l'EFN est en partie conventionnelle (les agences de notations les intègrent pour 50 % de leurs encours dans leurs calculs de dette économique ajustée). Parallèlement, l'EFN a été majoré de près de 5 Md€ à partir de 2019 pour des raisons purement comptables, avec l'application de la norme IFRS 16 qui conduit dorénavant à comptabiliser les contrats de location en dette financière. Hors effet des titres hybrides et de la norme IFRS 16, l'endettement financier net aurait quasiment doublé entre fin 2011 et fin 2024.

⁵⁸ Obligations à option de conversion et/ou échange en actions nouvelles et/ou existantes, émises en 2020.

Graphique n° 18 : déterminants de l'évolution de l'endettement financier net (en M€)

NB : l'EFN des années antérieures à 2014 a été retraité de l'effet de l'application des normes comptables IFRS 10 et 11 intervenue en 2014, qui s'est traduite par une baisse de 2 Md€ de l'EFN.

Source : Cour des comptes d'après données EDF

En revanche, le ratio financier rapportant l'EFN à l'Ebitda est meilleur en 2024 (1,49 x) qu'avant la crise de 2022 (entre 2 et 2,6 x), en raison des prix de vente de l'électricité encore élevés concourant au chiffre d'affaires 2024. EDF communique également sur sa dette économique ajustée (DEA), agrégat utilisé par les agences de notation et qui réintègre certains éléments exclus de l'endettement financier net en normes IFRS (en particulier l'encours de titres hybrides pris pour 50 % de sa valeur, les passifs nucléaires et les engagements sociaux non couverts par des actifs dédiés). Elle atteint 87,7 Md€ fin 2024, pour un ratio DEA/Ebitda ajusté de 2,73 x, lui aussi meilleur qu'avant crise.

Si les difficultés rencontrées par EDF en 2022, et la hausse associée de son endettement, ont conduit les agences de notations à dégrader les notes *Standalone* (avant prise en compte du soutien de l'État) d'EDF de deux crans depuis début 2022 (cf. annexe n°4), les niveaux d'Ebitda 2023 et 2024 ont évité toute dégradation supplémentaire, et suscite même une perspective positive pour S&P.

Pour autant, la note *Issuer* d'EDF (après prise en compte du soutien de l'État) se situe aujourd'hui à seulement deux crans du passage en catégorie spéculative. EDF bénéficie toutefois de notes comparables aux autres grands énergéticiens européens :

Tableau n° 13 : notations comparées d'EDF et des énergéticiens européens

Notation <i>Long term issuer default rating</i>	EDF	Iberdrola	Enel	Engie	E.ON
Fitch janvier 2025	BBB+/négative	BBB+/stable	BBB+/stable	BBB+/stable	
S&P juillet 2024	BBB/positive	BBB+/stable	BBB/stable	BBB+/stable	
Moody's juin 2024	Baa1 stable		Baa1 negative	Baa1 stable	Baa2 stable

Source : rapports des agences de notations sur EDF

EDF maintient sa notation au niveau de ces comparables grâce au soutien de l'État, le profil de risque intrinsèque du groupe étant, selon Fitch, moins favorable que pour Enel ou Iberdrola en raison notamment d'une part plus faible de revenus à prix régulé ou contractualisé. Néanmoins, si l'on s'en tient aux données 2021 et 2023, les ratios financiers d'EDF sont meilleurs que ceux d'Enel ou d'Iberdrola, voire d'Engie :

Tableau n° 14 : ratios financiers comparés d'EDF et des énergéticiens européens

	EDF	Iberdrola	Enel	Engie	E.ON
<i>Fitch – FFO* net leverage 2023</i>	1,5	4,2	4,2	2,5	
<i>Fitch – FFO net leverage 2021</i>	3,6	3,9	5,4	3,1	
<i>S&P – dette/Ebitda 2023</i>	2,2	3,9	4,0	3,3	
<i>Moody's FFO/dette nette 2023</i>	47,2 %			25,6 %	
<i>Moody's FFO/dette nette 2021</i>	20,3 %		15,8 %	20,4 %	15,6 %

* Le Funds flow from operations (FFO) correspond aux flux de trésorerie générés par les opérations d'exploitation, après frais financiers et impôts sur les résultats.

Source : rapports des agences de notations sur EDF

II - Des contributions hétérogènes selon les secteurs d'activité

En application de la norme IFRS 8, EDF a réparti les activités du groupe en neuf secteurs opérationnels (cf. annexe n° 3), regroupant différentes filiales ou entités. Des comptes contributifs sont établis aux bornes de chaque secteur et permettent, sous toutes réserves méthodologiques attachées à l'établissement de ces comptes (en particulier pour la composition des passifs des bilans), de comparer les performances financières relatives des différents secteurs et leur apport aux résultats globaux du groupe.

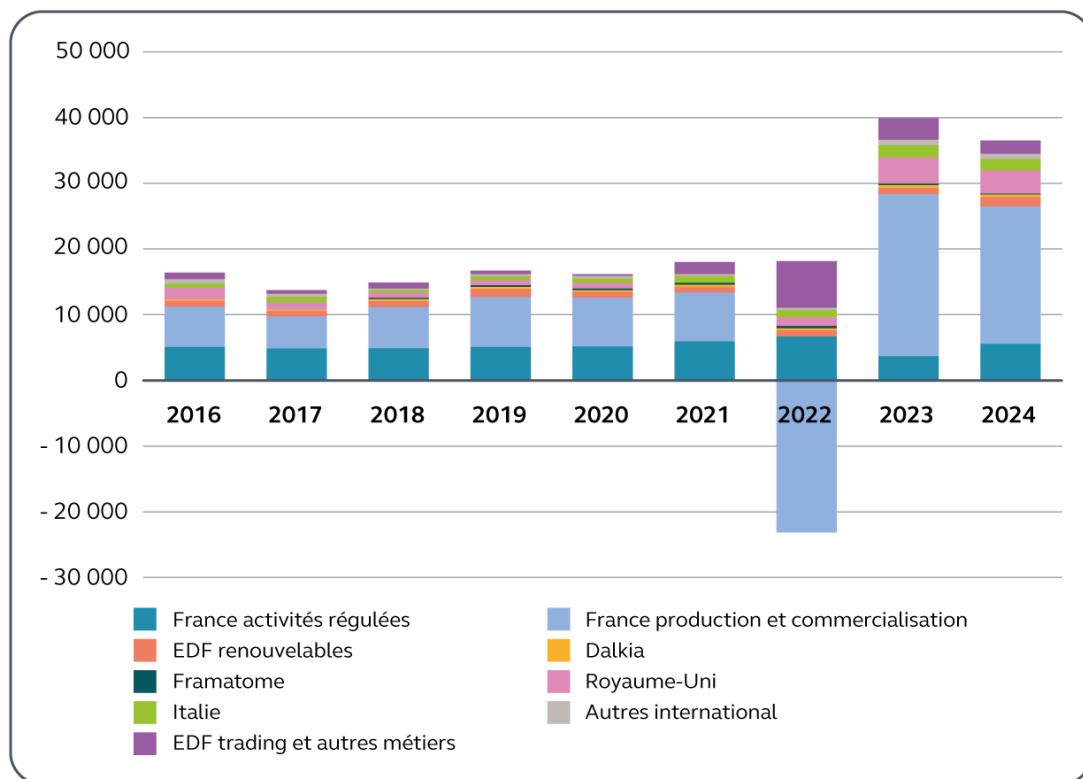
A - Des contributions au *cashflow* marqués par les poids hétérogènes des investissements au sein de chaque secteur

L'Ebitda du groupe est assuré à plus de 70 % par les activités d'EDF en France, qui regroupent par ailleurs 70 % des immobilisations du groupe. Au sein de ces activités, les secteurs régulés (Enedis, Électricité de Strasbourg et les activités en zones non interconnectées) dégagent un Ebitda annuel relativement stable, entre 5 et 5,5 Md€, lié essentiellement à la rémunération de la gestion des réseaux de distribution. Les activités de production et de commercialisation en France sont quant à elles la première source d'Ebitda, avec 6,5 Md€ en

moyenne annuelle avant la crise de 2022, mais leur contribution est plus volatile en valeur absolue, sensible aux prix de l'électricité et aux volumes produits (cf. *infra*), et détermine pour l'essentiel les variations de l'Ebitda du groupe.

Au-delà de l'Ebitda généré par EDF Trading, directement en rapport avec la volatilité des marchés de l'énergie, le reste de la marge brute d'EDF est réalisé à l'étranger, à commencer par le Royaume-Uni et l'activité d'EDF Energy, encore plus sensible aux prix de marché que l'Ebitda France.

Graphique n° 19 : contribution des différents secteurs à l'Ebitda du groupe (en M€)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

Moyennant les investissements annuels réalisés, qui présentent des ratios hétérogènes entre secteurs opérationnels rapportés à l'Ebitda (cf. tableau ci-dessous) et les facteurs de variation du besoin en fonds de roulement (BFR) attribuables aux différents secteurs opérationnels, la génération de *cashflow* opérationnel⁵⁹, attribuable à chaque segment, a été relativement limitée pour le secteur de la production-commercialisation France sur la période avant crise de 2022 (1,4 Md€ en cumulé sur 2017-2021), en raison des importants investissements réalisés sur le parc nucléaire historique et en construction (FLA3).

⁵⁹ Le *cashflow* opérationnel s'entend ici comme l'Ebitda *cash* diminué des variations de BFR et des investissements nets. Pour le segment production-commercialisation France, les dotations nettes aux actifs dédiés à la couverture des provisions pour charges nucléaire de long terme sont aussi déduites.

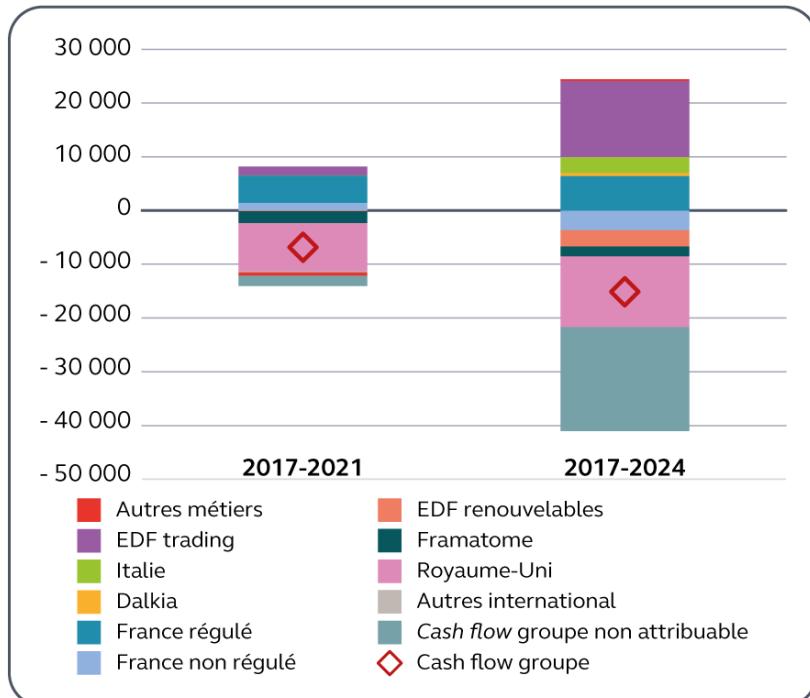
Tableau n° 15 : ratios investissements sur Ebitda cash sur la période 2017-2021

<i>Secteur opérationnel</i>	
<i>France production et commercialisation</i>	93 %
<i>France régulée</i>	80 %
<i>EDF Renouvelables</i>	101 %
<i>Dalkia</i>	84 %
<i>Framatome</i>	111 % *
<i>Royaume-Uni</i>	339 %
<i>Italie</i>	89 %
<i>Autres international</i>	95 %
<i>EDF trading et autres métiers</i>	10 %

* Vision contributive (en neutralisant les opérations avec les autres entités du groupe).
Sans neutralisation des opérations intragroupe (vision économique) ce ratio est de 59 %.
Source : Cour des comptes d'après données EDF

La plus forte génération de *cashflow* attribuable provient des activités régulées, avec 5 Md€ sur 2017-2021 (6,5 Md€ sur 2017-2024), alors même plus de 4 Md€ restait à percevoir par Enedis fin 2023, au titre du solde du compte de lissage Linky et du compte de régularisation des charges et des produits d'Enedis. Les activités du groupe au Royaume-Uni engendrent en revanche un *cashflow* systématiquement négatif en raison du financement de la construction de l'EPR d'*Hinkley Point C* (- 11,2 Md€ sur 2017-2023).

**Graphique n° 20 : contributions des différents secteurs
au cashflow groupe depuis 2017* (en M€)**



* EDF n'est pas en mesure d'assurer la continuité des méthodes d'établissement des comptes contributifs par secteur opérationnel entre avant et après 2018.

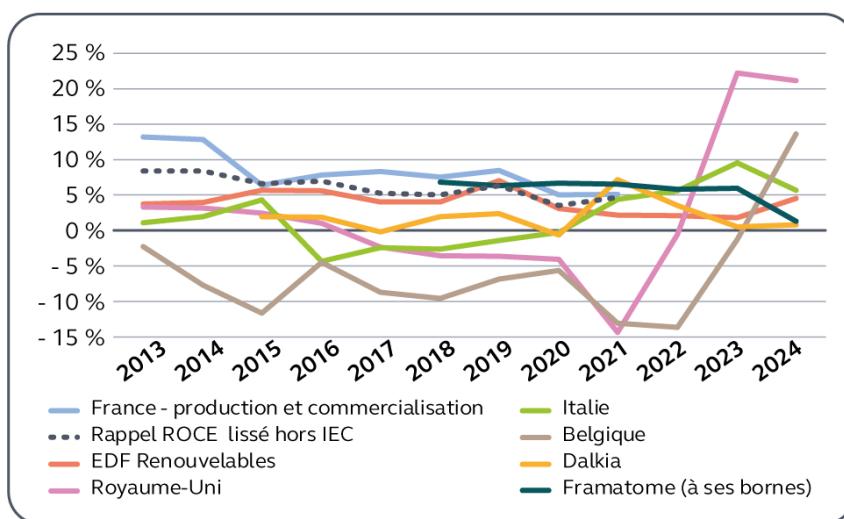
** Le cashflow considéré comme non attribuable par la Cour correspond essentiellement aux frais financiers décaissés, aux dividendes versés et aux impôts sur les résultats.

Source : Cour des comptes d'après données EDF

B - Des écarts de rentabilité significatifs entre les activités France et celles des pays du « G3 »

L'étude de la rentabilité financière par secteur montre quant à elle une grande hétérogénéité en niveau comme en évolution. Hors activités régulées, les taux de retour sur actif (ROA)⁶⁰ sont tirés par la production-commercialisation France, dont le ROA, bien qu'en baisse tendancielle sur 2013-2021, se maintient au-dessus de 5 % et en particulier au-dessus du ROCE global du groupe. La rentabilité d'EDF Renouvelable est plus stable, en moyenne à 4 %. En revanche, les activités d'EDF dans les pays du « G3 » présentent sur 2013-2021 des retours sur actifs en moyenne presque nuls pour l'Italie (Edison) et fortement négatif pour la Belgique sur toute la période et depuis 2017 pour le Royaume-Uni (EDF Energy). Pour ce dernier segment, la neutralisation des IEC de HPC conduit à un taux de retour de - 14 % en 2021 (contre - 6,5 % en intégrant les IEC). Néanmoins, à la faveur de la hausse des prix de l'énergie, les taux de rentabilité des activités dans les pays du « G3 » se sont ponctuellement redressés. Les « autres activités internationales » présentent des ROA annuels très volatils, situés en moyenne à 4 % sur 2013-2021 mais assez élevés en 2022 et 2023 (respectivement 21 et 17 % après lissage). L'activité de Framatome, sans neutralisation des opérations intragroupe, a affiché quant à elle une rentabilité supérieure à 6 %⁶¹ jusqu'en 2023.

Graphique n° 21 : évolution des taux de retour sur actifs (ROA) pour les principaux secteurs hors régulés France sur 2013-2021



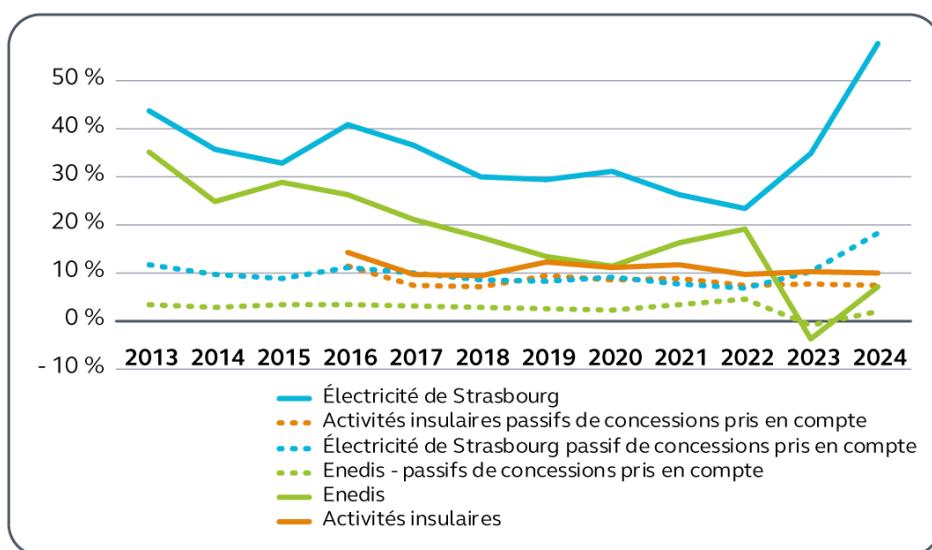
Source : calculs Cour des comptes d'après données EDF

⁶⁰ Les comptes contributifs par secteur établis par EDF comprennent des bilans dont la répartition entre éléments de passifs résulte de conventions qui la rendent difficilement interprétable. La Cour a préféré raisonner sur les éléments d'actifs pour étudier la rentabilité comparée des secteurs. Le ROA rapporte le résultat d'exploitation à la somme des *goodwills*, immobilisations corporelles et incorporelles (hors IEC du nouveau nucléaire), nettes des passifs de concessions de réseaux de distribution. De cette façon, à l'échelle du groupe dans son ensemble, les niveaux annuels de ROA correspondent peu ou prou aux niveaux de ROCE. Le résultat d'exploitation est lissé des pertes de valeurs enregistrées sur la période 2013-2021, pour une meilleure lisibilité. Le détail est présenté en annexe n° 7.

⁶¹ La vision « contributive » après élimination des opérations intragroupe conduit à un résultat d'exploitation (et donc un ROP) négatif mais elle consiste à déduire de l'Ebitda contributif la totalité des dotations aux amortissements, alors que le chiffre d'affaires de Framatome se partage pour moitié entre clients internes au groupe EDF et clients externes.

Le segment des activités régulées présente quant à lui des taux de rentabilité particulièrement élevés si l'on considère une base de capitaux engagés excluant les passifs de concession des réseaux de distribution. En intégrant ces passifs, les rentabilités sont moindres tout en restant à des niveaux comparables à celles du segment de production-commercialisation France pour Électricité de Strasbourg et les activités insulaires.

**Graphique n° 22 : évolution des taux de retour sur actifs (ROA)
pour le segment régulé France sur 2013-2023**



Source : calculs Cour des comptes d'après données EDF

La rentabilité d'Enedis apparaît en retrait car la rémunération assurée par les tarifs d'acheminement tient compte de la nature particulière des passifs de concessions, comme la Cour l'a rappelé récemment⁶².

C - Des chantiers transversaux réussis de maîtrise des charges opérationnelles jusqu'en 2024

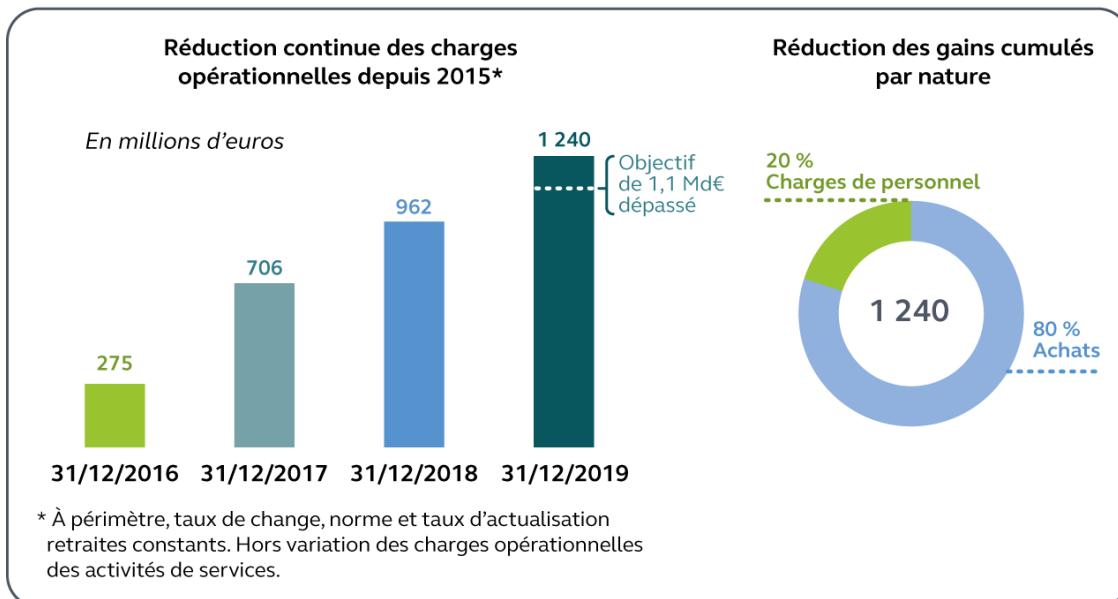
Depuis 2015, deux plans transversaux de réduction des charges opérationnelles (Opex) ont été engagés sur le périmètre de l'ensemble du groupe EDF. Par ailleurs, un plan conjoncturel de réduction des Opex a dû être déployé en 2020 pour répondre aux conséquences de la crise du sanitaire.

Dans le cadre du plan stratégique du groupe « Cap 2030 », le groupe EDF s'est fixé l'objectif global de « *renforcer sa structure financière afin d'assurer le succès de la stratégie Cap 2030 et sécuriser une rémunération attractive des actionnaire* ». Pour atteindre cet objectif quatre actions ont été proposées : une augmentation de capital (4 Md€), un plan de cession des actifs (10Md€), un accroissement des investissements dans des actifs régulés, Linky et le nouveau nucléaire, et un plan de réduction du niveau annuel des Opex de 1 Md€ entre 2015 et 2019.

⁶² Observations définitives sur *Le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers : le Turpe*, publiées en décembre 2024.

S'agissant de la réduction des charges opérationnelles, selon les bilans établis par EDF, le plan « Opex 2015-2019 » a permis une réduction des charges au-delà des objectifs du plan à travers une rationalisation des achats du groupe et une diminution de la masse salariale. Le plan de performance a permis une diminution brute des Opex de 1,8 Md€. Le secteur non régulé en France a supporté les diminutions les plus importantes (80 %) suivi par les activités au Royaume-Uni (10 %) et les activités régulées en France (10 %).

Graphique n° 23 : bilan du plan Opex 2015-2019



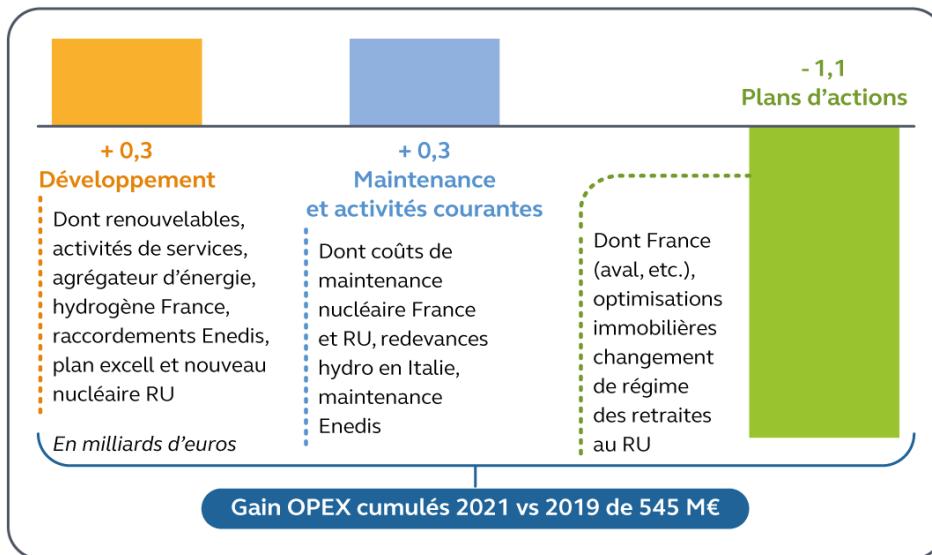
Source : données EDF

La réduction, nette des augmentations des Opex⁶³ sur la période, s'établit à 1,2 Md€. Il convient de préciser que le périmètre de ce plan n'intègre pas les activités de services qui connaissent une croissance significative sur la période.

Un second plan de réduction des Opex est engagé sur la période 2019-2022. Le plan « Opex Ambition Groupe 2019-2022 » visait une réduction des charges opérationnelles de 0,5 Md€. Selon le bilan établi par EDF, l'objectif est atteint avec une réduction brute de 1,1 Md€ et de 545 M€ net des augmentations d'Opex.

⁶³ Entre 2015 et 2019, certains postes de dépenses ont connu une augmentation : Opex résultant du développement des énergies renouvelables et de Linky, accord relatif au temps de travail.

Graphique n° 24 : bilan du plan Opex Ambition Groupe 2019-2022



Enfin, un plan spécifique de réduction des Opex a été annoncé à l'occasion du conseil d'administration du groupe le 19 juillet 2020 afin de limiter les conséquences économiques et financières de la crise sanitaire. Toutefois, alors que l'objectif s'élevait à 800 M€ par rapport à la trajectoire du plan moyen-terme du groupe, ce dernier indique que cette diminution s'est limitée à seulement 221 M€. Ces diminutions d'Opex sont intervenues malgré une augmentation tendancielle des charges de personnel résultant de l'accroissement des activités (nouveau nucléaire en particulier) des différents secteurs opérationnels et des acquisitions d'entités nouvelles.

Tableau n° 16 : charges de personnel du groupe EDF

Charges de personnel* (en M€)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Var. 2018-2024
Groupe EDF	13 642	13 797	13 957	14 494	15 236	15 470	16 916	24 %
France - Activité de production	6 013	6 032	6 045	6 100	6 267	6 685	7 305	21,5 %
France - activités régulées	3 141	3 139	3 208	3 255	3 273	3 475	3 705	18 %
Framatome**	1 303	1 312	1 332	1 452	1 640	1 098	1 458*	11,9 %
EDF Energy	1 164	1 139	1 074	1 177	1 067	1 124	1 314	12,9 %
Italie	289	312	322	336	369	427	460	59,2 %
Autre International	186	202	202	228	249	286	310	66,7 %
EDF Renouvelables	340	371	389	439	541	595	653	92,1 %
Dalkia	934	970	1 077	1 157	1 270	1 430	1 480	58,5 %
Autres métiers	272	321	308	350	560	350	231	- 15,1 %
<i>Dont EDF Trading</i>	<i>171</i>	<i>219</i>	<i>212</i>	<i>250</i>	<i>523</i>	<i>336</i>	<i>218</i>	<i>27,5 %</i>

* Vision contributive (en neutralisant les opérations avec les autres entités du groupe).

** À partir de 2024, le secteur opérationnel Framatome devient « Industrie et Services » après intégration d'Arabelle Solutions.

Source : Cour des comptes d'après données EDF

Enfin, en 2024, EDF s'était engagé à la réalisation d'un volume de 600 M€ d'économie d'Opex.

III - La production-commercialisation France : une rentabilité satisfaisante mais des *cashflows* absorbés par Flamanville 3

La production-commercialisation en France génère en moyenne plus de 40 % de l'Ebitda *cash* du groupe. Cet Ebitda a été essentiellement issu de la valorisation de la production des parcs nucléaires et thermique au sein des ventes d'électricité d'EDF, moyennant les coûts de ces parcs, majoritairement fixes.

Tableau n° 17 : composition de l'Ebitda *cash* du segment production-commercialisation France

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<i>Ebitda cash du segment France non régulé</i>	3 624	5 354	6 981	7 127	7 281	- 22 652	23 554
<i>Part dans l'Ebitda cash total du groupe</i>	30 %	39 %	47 %	43 %	42 %	177 %	54 %
<i>dont Ebitda cash DPNT*</i>	4 751	5 631	6 867	6 802	6 059	- 12 508	17 847
<i>dont Ebitda cash EDF Hydro**</i>	634	503	766	1 116	1 226	2 032	8 269

* Les dotations nettes aux provisions pour la gestion des combustibles usés sont intégrées bien qu'il ne s'agisse pas de coûts cash et une partie des achats nets opérés sur les marchés en 2022 pour compenser l'indisponibilité du parc nucléaire n'est pas retracée.

** La valorisation de la production est conventionnelle et une partie des achats nets opérés sur les marchés en 2022 pour compenser l'hydraulicité plus faible que prévue n'est pas retracée.

Source : Cour des comptes d'après données EDF

L'apport du segment en termes de rentabilité comme en termes de *cashflow* s'est ainsi concentré sur les parcs nucléaire et hydraulique. Le parc thermique à flamme n'a en effet engendré d'Ebitda *cash* significatif qu'en 2022 (1,1 Md€) en raison de la très forte hausse des *clean dark et spark spreads*⁶⁴. L'activité de commercialisation se caractérise quant à elle par la génération de marges, tandis que la production doit couvrir d'important coûts de capital.

A - Une rentabilité satisfaisante mais affectée de 2015 à 2022 par la baisse des volumes de production du parc nucléaire

La tendance à la baisse observée sur le ROA du segment production-commercialisation France est d'abord liée à la diminution régulière du coefficient de disponibilité du parc nucléaire entre 2015 et 2021, passant de plus de 80 % à moins de 75 %. Sur la fin de cette période, la crise sanitaire du covid 19 a entraîné une perte nette de production de 18,9 TWh en 2020⁶⁵, soit l'équivalent de 3,5 points de disponibilité. Avec l'épisode de la corrosion sous contrainte, et malgré le redressement net de la disponibilité obtenu en 2024, le coefficient moyen 2022-2024 s'établit à moins de 70 %.

⁶⁴ Indicateurs clés dans le cadre du Système d'Échange de Quotas d'Émission (EU ETS) qui permettent d'évaluer la rentabilité de la production électrique à partir du charbon en intégrant le coût des crédits de carbone.

⁶⁵ Cf. chapitre du RPA 2022 « L'approvisionnement en électricité » :

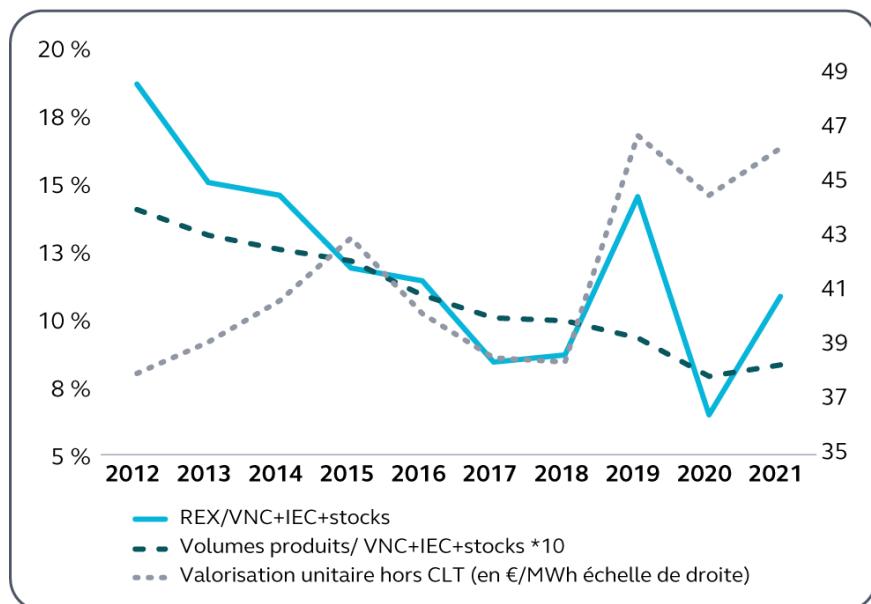
<https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2022-02/20220216-RPA-11-approvisionnement-electricite.pdf>.

Avec un niveau soutenu d'investissements annuels de maintenance dans le parc en fonctionnement, le rapport entre le volume de production annuel et les immobilisations a évolué défavorablement sur la période. Dans ces conditions, malgré une valorisation unitaire des ventes de production en hausse tendancielle, la rentabilité du parc nucléaire existant⁶⁶ a eu tendance à se dégrader jusqu'en 2021 : de 16 % en moyenne sur 2012-2014, elle est passée à 11 % sur 2019-2021.

En restant en moyenne supérieure au CMPC, ce taux de rentabilité a pour autant permis à EDF, comme la Cour l'avait établi en 2022⁶⁷, de couvrir les coûts complets comptables du parc historique sur la période 2012-2021, en dépit des contraintes sur la valorisation de la production engendrées par l'Arenh (cf. *supra*).

Sur l'ensemble des trois années 2022 à 2024, à la faveur des prix élevés et du problème de corrosion sous contrainte, la rentabilité moyenne s'établirait entre - 7,5 et 37 % selon la part des achats nets sur les marchés, attribuée à l'indisponibilité du parc nucléaire⁶⁸.

Graphique n° 25 : évolution de la rentabilité du parc nucléaire de 2012 à 2021



NB : en 2020, sur la base d'une moindre production nette de 18,9 TWh et d'un prix spot moyen de 32 €/MWh, la perte sur résultat d'exploitation du parc liée à la crise sanitaire peut être estimée à environ 500 M€, soit une perte de 1,1 point de rentabilité cette année-là.

Source : Calculs Cour des comptes

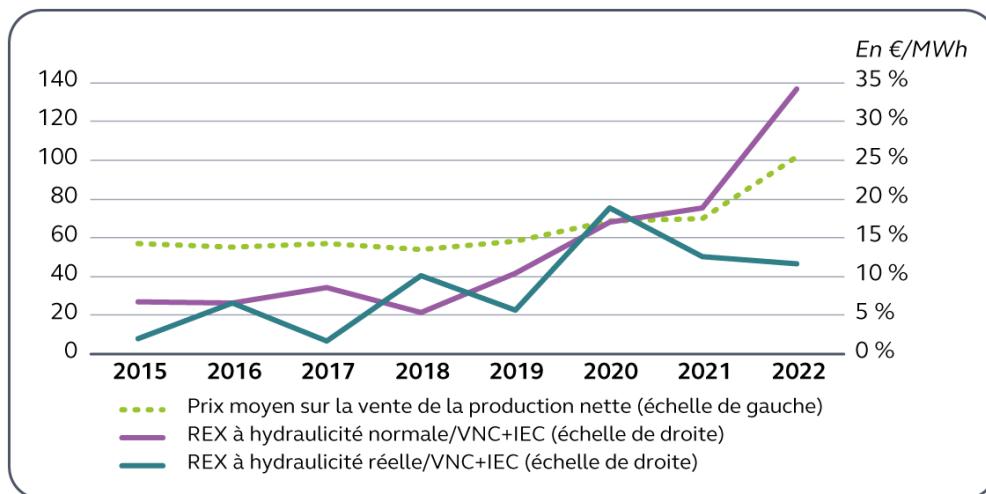
La rentabilité du parc hydro-électrique a en revanche progressé nettement entre 2015 et 2022, de niveaux inférieurs à 10 % avant 2019 à plus de 10 voire 15 %, en raison essentiellement de la hausse des prix de vente de l'électricité produite. En 2023 et 2024, le taux de rentabilité dépasse même 100 %.

⁶⁶ Mesuré par le rapport entre le résultat d'exploitation du parc (valorisation de la production – charges comptables d'exploitation) et la somme de la VNC, des IEC et des stocks (combustibles et pièces de rechange).

⁶⁷ Cour des comptes, évaluation de politique public sur l'organisation des marchés de l'électricité.

⁶⁸ Le taux de 37 % correspond à l'hypothèse que seul le solde entre les volumes vendus au prix de l'Arenh ou au prix de l'écrêttement de l'Arenh et la production effective du parc constitue la part d'achats nets sur les marchés attribuable au parc nucléaire en 2022 et 2023. Le taux de - 7,5 % consiste à attribuer au parc nucléaire la totalité des achats nets, bien que la production hydro-électrique ait été elle-même inférieure aux attentes en 2022.

Graphique n° 26 : évolution de la rentabilité* du parc hydraulique de 2015 à 2022



* La rentabilité à hydraulicité normale tient compte d'une valorisation de la production sur la base des volumes vendus à terme (sur la base d'une hydraulicité « normale » espérée) ; la rentabilité à hydraulicité réelle tient compte des volumes réels et des éventuels achats/ventes induits sur les marchés lors de l'année de livraison.

Source : calculs Cour de comptes d'après données EDF

B - En 2022-2023, une crise illustrant à l'extrême la sensibilité du modèle aux prix de marché et aux aléas de production

Sur 2022, si la disponibilité du parc nucléaire avait été suffisante pour produire, au-delà de l'approvisionnement des contrats long-terme, au moins les quantités d'énergie correspondant aux livraisons Arenh et Arenh+ ainsi qu'aux droits Arenh associés aux TRV et aux offres de marché d'EDF, soit 321,3 TWh (fin 2021, EDF tablait encore sur plus de 350 TWh de production nucléaire pour 2022), cette production aurait été valorisée en moyenne à près de 68 €/MWh⁶⁹, pour un chiffre d'affaires de près de 22 Md€, en hausse de 50 % par rapport à 2021. Contrats long-terme compris, le chiffre d'affaires aurait excédé d'environ 8 Md€ le coût complet comptable de production du parc⁷⁰. Une production encore supérieure (EDF tablait en juillet 2021 sur une production de 366 TWh pour 2022), vendue alors en partie à prix de marché aurait accru ce bénéfice.

De la même façon, en 2023, hors indisponibilité du parc encore liée au problème de la corrosion sous contrainte, EDF aurait pu au moins couvrir par sa production les volumes vendus au titre de l'Arenh et des droits Arenh au sein de ses contrats de fourniture, le tout pour une valorisation de plus de 34 Md€⁷¹, ce qui aurait excédé de près de 15 Md€ le coût complet comptable du parc nucléaire⁷². Enfin, en 2024, la valorisation de la production effective du parc nucléaire peut être estimée à 26,7 Md€, pour un coût complet comptable de 24,4 Md€.

⁶⁹ Y compris les volumes d'Arenh+ et d'«Arenh+-like » valorisés à 46,5 €/MWh.

⁷⁰ Ce coût peut en effet être estimé par la Cour à 15,5 Md€ en 2022 (50,9 €/MWh) pour 279 TWh produits, auxquels se seraient ajoutés au plus 500 M€ de coût de combustible supplémentaire en cas de production maintenue à au moins 340 TWh.

⁷¹ Y compris garanties de capacités et contrats long termes.

⁷² Estimé par la Cour à 19,5 Md€ avant prise en compte de coûts supplémentaires de combustible.

Au total, le chiffre d'affaires cumulé sur 2022-2024, correspondant alors à une valorisation unitaire moyenne de 82 €/MWh, aurait excédé d'au moins 25 Md€ les coûts complets comptables du parc nucléaire historique. Ceci résulte en particulier des références de prix de marché valorisant les volumes d'Arenh écrêtés au sein des contrats de fourniture en 2022 et 2023 (respectivement plus de 200 et plus de 380 €/MWh) et illustre la sensibilité du chiffre d'affaires du parc nucléaire à de fortes variations de prix de marché, même dans le cadre de l'Arenh.

Tableau n° 18 : simulation du résultat d'exploitation du parc nucléaire historique en l'absence de problème de corrosion sous contrainte

	2022	2023	2024
<i>Valorisation de la production nucléaire en excédent de son coût complet comptable</i>	> 7 800	> 14 900	2 325
<i>Résultat d'exploitation du parc nucléaire historique</i>	> 11 100	> 20 800	8 600

Source : calculs Cour de comptes d'après données EDF

Le parc nucléaire n'ayant pu produire que 279 TWh en 2022, dont 20,4 TWh dédiés à l'approvisionnement de contrats long-terme, la couverture des livraisons Arenh et Arenh+ ainsi que des droits Arenh associés aux TRV et aux offres de marché d'EDF a nécessité l'achat net de 62,7 TWh, à un prix moyen de 384 €/MWh⁷³, soit un coût de 24 Md€.

Plus globalement, le déficit de production sur l'ensemble du parc d'EDF en 2022, par rapport aux prévisions de fin 2021 (- 80 TWh), marginalement atténué par une moindre consommation qu'attendue au périmètre des clients finals d'EDF (- 15 TWh), aura conduit EDF à acheter en net environ 60 TWh sur les marchés de gros (hors volumes Arenh+) pour livraison 2022, à un prix moyen de 441 €/MWh, soit un coût de 26,5 Md€. Au-delà, le « rachat » des volumes Arenh+ auprès des fournisseurs a représenté un coût brut de 5 Md€. L'économie de combustible sur les moindres volumes produits par le parc nucléaire se limite quant à elle à environ 600 M€.

Pour livraison 2023, EDF a également dû acheter en net près de 20 TWh sur les marchés de gros pour équilibrer ses positions, à un prix moyen de 665 €/MWh, soit un coût de 13,5 Md€.

Par ailleurs, dans sa répartition interne de l'Ebitda cash entre *business units*, EDF a mis au compte de la DOAAT une partie de la perte d'Ebitda 2022 liée à la moindre production du parc nucléaire et éolien, ces moindres productions ayant nécessité de procéder à d'importantes opérations d'achats/ventes. Ce choix traduit le fait que le paramétrage de la politique de couverture des positions d'EDF sur les marchés de l'énergie emporte, en période de forte volatilité des prix de marché, des conséquences financières importantes. EDF a ainsi décidé de modifier à partir de 2023 sa position cible de début d'année, en prévoyant dorénavant une prudence supplémentaire, afin de limiter les risques de rachat sur le marché en cas de surprise à la baisse sur la production de l'année. EDF a estimé que l'application de cette nouvelle politique, considérée comme à moindre risque sur le champ des configurations possibles, aurait permis de réduire de plusieurs milliards les pertes enregistrées en 2022.

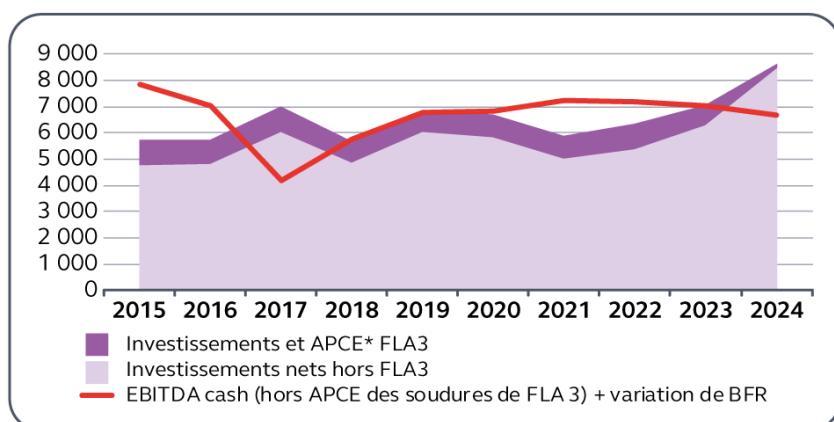
⁷³ Dans le détail, 19,5 TWh ont été « rachetés » au prix de 257 €/MWh aux fournisseurs alternatifs dans le cadre des transferts financiers ayant matérialisé l'Arenh+. Le solde est issu d'achats nets sur les marchés, à un prix moyen de 441 €/MWh.

C - Une génération de *cashflow* en majeure partie préemptée par les surcoûts de construction de Flamanville 3

Au total, sur la période 2015-2024, le segment a dégagé à peine 0,9 Md€ de *cashflow* positif. Pourtant, le parc nucléaire existant et le parc hydro-électrique ont généré sur cette même période un *cashflow* (Ebitda *cash* moins investissements nets) que la Cour évalue respectivement à au moins 8,5⁷⁴ et 15 Md€. Par ailleurs, EDF attribue de façon conventionnelle une part de l'Ebitda du segment à l'activité de commercialisation de la direction commerce (DCO), qui a représenté une moyenne annuelle de 750 M€ de 2020 à 2023. En tout état de cause, les filiales dont l'activité est rattachée à la DCO, qui opèrent sur le marché des services énergétiques, dégagent pour la plupart en Ebitda régulièrement négatif et sont toutes consommatrices de *cashflow* sur la période récente, même si les sommes en question sont marginales à l'échelle du segment (cf. *infra*). Enfin, les fonctions centrales d'EDF SA engendrent des coûts annuels (Opex et Capex) d'environ 1,3 Md€ par an⁷⁵. On peut ainsi estimer que sur les dix dernières années, l'activité courante de production-commercialisation à partir du parc existant en France a dégagé un *cashflow* cumulé de 10 à 15 Md€.

La majorité de ces *cashflows* a dès lors été consacrée de fait aux dépenses d'investissements et surcoûts de construction de l'EPR de Flamanville 3, qui ont en effet représenté un cumul de 8 Md€⁷⁶, dont 2,1 Md€ au titre des réparations de soudures défectueuses, comptabilisées en « autres charges opérationnelles » (APCE) depuis 2020. Sur la fin de la période, les premiers investissements en faveur du nouveau nucléaire montent toutefois en puissance avec près de 2 Md€ en cumulé fin 2024 au titre du programme des EPR2 et le rachat d'Arabelle Solutions pour 0,9 Md€.

Graphique n° 27 : formation du *cashflow* du secteur opérationnel de la production-commercialisation France de 2015 à 2024 (en M€)



NB : les Ebitda cash 2022 à 2024 et les variations de BFR 1021 à 2024 ont été lissés en moyenne pour une meilleure lisibilité du graphique.

Source : Cour des comptes d'après données EDF

⁷⁴ Dans l'hypothèse où la totalité du coût des achats nets d'électricité sur les marchés en 2022 et 2023 est imputée à l'indisponibilité du parc nucléaire.

⁷⁵ Imputés à la direction transformation et efficacité opérationnelle (DTEO).

⁷⁶ Ce montant correspond peu ou prou aux réestimations de coûts et de délai intervenues sur le projet depuis 2015. Auparavant, le coût de construction était estimé à 8,7 Md€₂₀₁₅ pour un couplage en 2016. Au final, ce coût s'établit à 13,2 Md€₂₀₁₅, soit un écart de 7,9 Md€₂₀₂₃.

D - Une contribution décevante des activités de fourniture de services énergétiques

Les principales filiales du groupe, hors Dalkia, proposant des services énergétiques en France affichent des performances financières décevantes. Sowee (fournisseur d'électricité puis de solution pilotage de la consommation), Izivia (bornes et services de recharge pour véhicules électriques) ou encore Izi Solutions (services énergétiques aux particuliers) ont enregistré des Ebitda constamment négatifs depuis 2019. Seule EDF Solutions solaires et Izi Solutions Renov parviennent à dégager un Ebitda et un *cashflow* positif depuis 2021. Au total, cinq filiales ont concentré 483 M€ de pertes sur la période 2016-2023 par accumulation de résultats comptables systématiquement négatifs : Citelum (173 M€), Sowee (190 M€), Izivia (59 M€) puis Izi Solutions (40 M€) et Izi Confort (20 M€).

EDF souligne que ces « *difficultés [sont] inhérentes au développement d'activités nouvelles* » et que ces filiales ont en outre dû faire face à des « *conditions de marché et des évolutions réglementaires versatiles* ». Le groupe considère que ces activités s'inscrivent pleinement dans la stratégie du groupe « *leader rentable et partenaire de proximité pour décarboner dans la durée les usages énergétiques de [ses] clients* ».

Cependant, les solutions envisagées dans un premier temps pour faire évoluer ces filiales se sont limitées à la recherche de tiers investisseurs (Izivia) ou au transfert au sein d'autres entités du groupe (Sowee et Citelum), sans garantie d'amélioration de la performance financière intrinsèque des activités poursuivies. Début 2025, EDF a toutefois lancé une réflexion sur l'organisation de certaines de ses activités de services afin d'accélérer leur croissance et consolider leur position en cherchant notamment à les rendre plus résilientes aux évolutions des attentes des clients et aux modifications de la réglementation.

Enfin, au-delà des services énergétiques, la diversification des activités de commercialisation comprend la fourniture de contrat gaz aux clients finals, qui a généré depuis 2017, et à l'exception de la période de crise des prix en 2022-2023, un Ebitda de l'ordre de 60 M€/an. Selon EDF, « *le développement du portefeuille clients de DCO sur le périmètre gaz contribue à développer la valeur de l'entreprise* ».

IV - La contribution positive et prévisible des activités régulées

Les activités régulées du groupe EDF ont engendré de 2017 à 2024 plus de 6,5 Md€ de *cashflow* attribuable après investissements, dont la grande majorité issue d'Enedis, qui représente l'essentiel de l'activité de ce secteur opérationnel avec un Ebitda de 4,5 Md€ sur un total de 5,7 Md€ en 2024.

**Tableau n° 19 : génération de *cashflow* attribuable
du secteur « France Activités régulées »**

<i>En M€</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda cash</i>	5 038	4 950	5 235	6 187	6 867	3 770	5 698
<i>Variation de BFR</i>	84	- 124	- 308	- 95	- 1 680	2 677	- 771
<i>Cashflow avant investissements</i>	5 117	4 821	4 931	6 093	5 186	6 453	4 935
<i>Investissements</i>	- 4 163	- 4 444	- 4 049	- 4 617	- 4 564	- 5 025	- 5 582

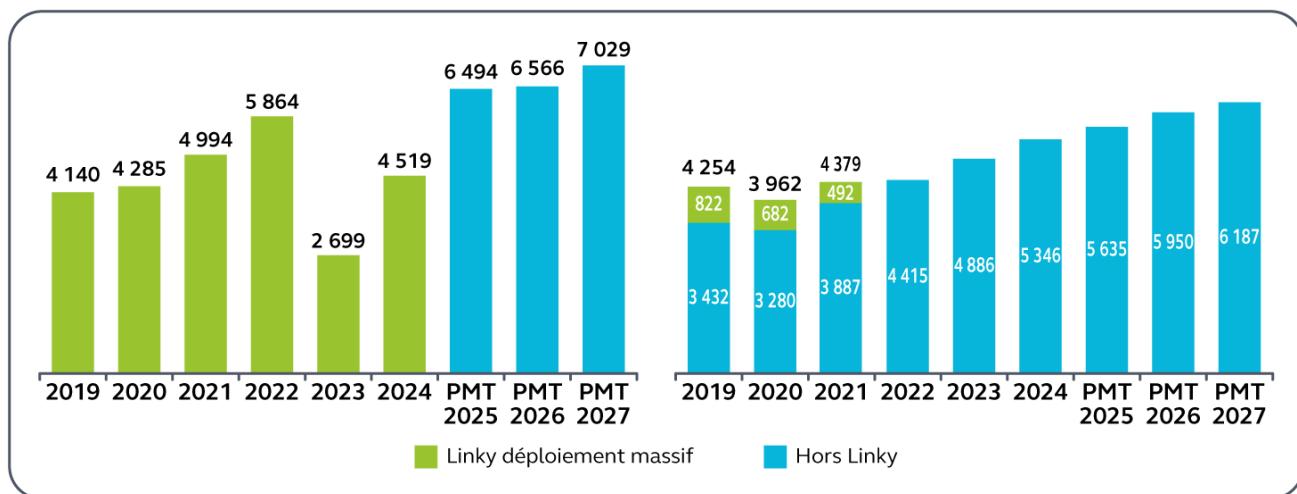
Source : données EDF

A - Des résultats d'Enedis marqués par le cadre protecteur du Turpe

Le financement régulé du réseau de distribution permet une contribution stable au modèle économique du groupe EDF. Cette stabilité repose sur le cadre régulatoire dont bénéficie Enedis à travers la couverture des charges par le Turpe. Toutefois, l'activité d'Enedis nécessite un fort volume d'investissement dont le volume a cru sur la période récente et est amené à croître davantage (cf. 3.1.3). Une fois le cadre régulatoire fixé par la CRE, par périodes de quatre ans, les variations annuelles des résultats d'Enedis dépendent pour l'essentiel des aléas pesant sur les charges soumises à des dispositifs incitatifs (volumes et prix des pertes réseaux, événements climatiques, etc.) et du plafonnement des évolutions annuelles de tarifs, qui peut conduire à différer dans le temps l'exacte couverture des charges par les recettes tarifaires.

La variation importante des prix de l'énergie peut ainsi, au moins temporairement, affecter les résultats d'Enedis à travers le coût d'achat des pertes d'énergie, comme cela a été le cas en 2022 et 2023, ce qui conduit à alimenter le solde du compte de régulation des charges et produits (CRCP) d'Enedis, qui a atteint 2,2 Md€ fin 2023 et n'est apuré que sur la période tarifaire suivante (en l'occurrence à partir de 2025) ce qui a pu affecter le niveau des *cashflows* en 2023 et 2024. Les résultats des années 2022 et 2023 ont aussi été marquées par une rétrocession exceptionnelle de RTE de près de 1,7 Md€⁷⁷, au titre du Turpe HTB acquitté par Enedis auprès de RTE, comptabilisée dans les comptes 2022 d'Enedis.

Graphique n° 28 : trajectoire de l'Ebitda et des investissements d'Enedis (en M€)



Source : données EDF

Depuis 2014, Enedis assure par ailleurs le déploiement des compteurs Linky, ce qui a représenté un volume total d'investissement de 4,8 Md€ et donné lieu à une régulation spécifique qui a pu peser temporairement sur les résultats de l'entreprise (à travers le compte régulé de lissage⁷⁸) mais s'avère financièrement très favorable à Enedis, comme la Cour l'a récemment relevé.

⁷⁷ RTE a fortement bénéficié de la hausse des prix de l'énergie en 2022 via des recettes d'interconnexion exceptionnelles.

⁷⁸ Le déploiement de Linky a donné lieu à la mise en œuvre d'un compte régulé de lissage permettant d'avancer les coûts du déploiement qui seront par la suite remboursés à partir de 2021 par les économies réalisées par ces mêmes compteurs.

La révision annuelle de la grille tarifaire du Turpe vise à ajuster le niveau des recettes tarifaires au niveau du revenu autorisé par ce tarif, dans la limite d'un certain taux d'évolution. Ces révisions ont conduit à une progression constante des revenus d'Enedis sur la période récente. Par ailleurs, la Cour, dans son rapport récent relatif au financement des réseaux d'électricité⁷⁹, a souligné plus généralement que le cadre régulatoire dans son ensemble avait permis de couvrir effectivement les charges d'Enedis sur les deux précédentes périodes tarifaires, en assurant par ailleurs le taux de rémunération attendu sur les capitaux de l'entreprise.

Tableau n° 20 : évolution annuelle des tarifs Turpe HTA-BT

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Revenu autorisé définitif pour Enedis	13 102	13 593 + 3,74 %	13 939 + 2,54	14 153 + 1,53 %	14 629 + 3,36 %	15 612 + 6,72 %	16 029 + 2,67 %
Dont acquittement du TURPE HTB	3 510	3 633 + 3,50 %	3 616 - 0,47 %	3 444 - 4,75 %	3 726 + 8,18 %	3 540	1 732*
Volume acheminé (TWh)	351	351 + 0,0 %	347 - 1,13 %	333 - 4,03 %	348 + 4,50 %	334 - 4,02 %	321 - 3,89 %
Variation annuelle de la grille (Au 1^{er} août N+1*)	- 0,21 %	+ 3,04 %	+ 2,75 %	+ 0,91 %	+ 2,26 %	+ 6,51 %	+ 4,81 %

* Compte tenu de la rétrocession de 1,7Md€ par RTE.

Source : Cour des comptes, *Le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers : le Turpe, 2024*

B - Une contribution constante de RTE aux résultats du groupe

La contribution de RTE aux cashflows du groupe se traduit par le versement de dividendes vers la co-entreprise de transport d'électricité dont EDF est actionnaire à hauteur de 50,1 %. RTE est intégrée par mise en équivalence depuis sa séparation du groupe EDF et la cession de 49,9 % de sa détention, via la CTE, n'a pas conduit à un changement de contrôle. Les dividendes perçus sont réinvestis au sein du portefeuille des actifs dédiés d'EDF.

Tableau n° 21 : dividendes reçus par EDF

En millions d'€	2020	2021	2022	2023	2024
Dividendes	184	130	179	174	119
Valeur brute comptable des titres détenus	2 705	2 705	2 705	2 705	2 705
Ratio	6,8 %	4,8 %	6,6 %	6,4 %	4,4 %

Source : Cour des comptes d'après données EDF

Comme Enedis, RTE bénéficie du cadre favorable du Turpe et, par conséquent, de revenus constants et couvrant ses charges opérationnelles et de capital associées au développement du réseau.

⁷⁹ Cour des comptes, *Le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers : le Turpe, 2024*.

C - Une contribution plus limitée mais croissante des autres activités régulées

La filiale électricité de Strasbourg assure une contribution positive, bien que limitée en valeur absolue au sein du groupe EDF. Elle fournit, sauf exception, des *cashflows* régulièrement positifs, tirés notamment par son activité de gestionnaire de réseau.

Tableau n° 22 : contribution d'Électricité de Strasbourg aux *cashflows* du groupe EDF

<i>En M€</i>	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda</i>	140	147	136	89	200	263
<i>Neutralisation des éléments non monétaires de l'Ebitda</i>	- 20	0	1	- 2	- 2	- 8
<i>Ebitda cash</i>	120	147	138	87	197	255
<i>Variation du BFR</i>	0	- 19	9	66	- 152	- 17
<i>Investissements nets</i>	- 57	- 54	- 59	- 70	- 76	- 82
<i>Autres éléments</i>	- 3	1	0	- 1	0	1
<i>Cashflow attribuable</i>	60	75	88	83	- 30	157

Source : données EDF

En effet, comme la Cour des comptes l'a montré dans son rapport précité relatif au financement des réseaux d'électricité, l'entreprise bénéficie pour ses activités de gestionnaire de réseau de distribution d'un cadre favorable résultant des règles de fonctionnement du Fonds de péréquation de l'électricité, qui conduit sa filiale Strasbourg électricité Réseaux à accumuler d'importants bénéfices nets et à afficher une très forte rentabilité de ses capitaux engagés et de ses actifs (cf. *supra*).

Les activités insulaires présentent, quant à elles, des résultats stables en raison d'une couverture de leurs coûts par des tarifs réglementés (TRV) ou régulé (Turpe) et par le budget de l'État (*via* les charges de service public de l'énergie). À titre d'illustration, les CSPE pour les ZNI ont augmenté de 20 % en 2022 et 2023 (de 2,1 Md€ à 2,5 Md€) permettant la gestion de l'épisode de hausse des prix de l'énergie tout en limitant l'effet sur les comptes des activités insulaires d'EDF.

Tableau n° 23 : contribution des activités insulaires aux *cashflows* du groupe EDF

<i>En M€</i>	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda</i>	838	793	862	770	808	794
<i>Neutralisation des éléments non monétaires de l'Ebitda</i>	- 30	2	80	81	- 22	- 81
<i>Ebitda cash</i>	809	795	942	851	786	713
<i>Variation du BFR</i>	- 156	- 157	- 93	- 303	- 309	- 1
<i>Investissements nets</i>	- 271	- 250	- 301	- 316	- 340	- 414
<i>Autres éléments</i>	5	3	2	4	6	7
<i>Cashflow attribuable</i>	386	391	550	236	143	306

Source : données EDF

V - Les activités internationales : des performances financières trop limitées, des *cashflows* lestés par le projet HPC

Entre 2017 et 2024, les activités internationales ont généré en moyenne entre 10 % et 20 % de l'Ebitda *cash* du groupe. Cet Ebitda provient essentiellement des activités britanniques et italiennes, représentant 84 % de l'Ebitda *cash* généré sur la période.

Tableau n° 24 : composition de l'Ebitda *cash* des activités internationales (en Md€)

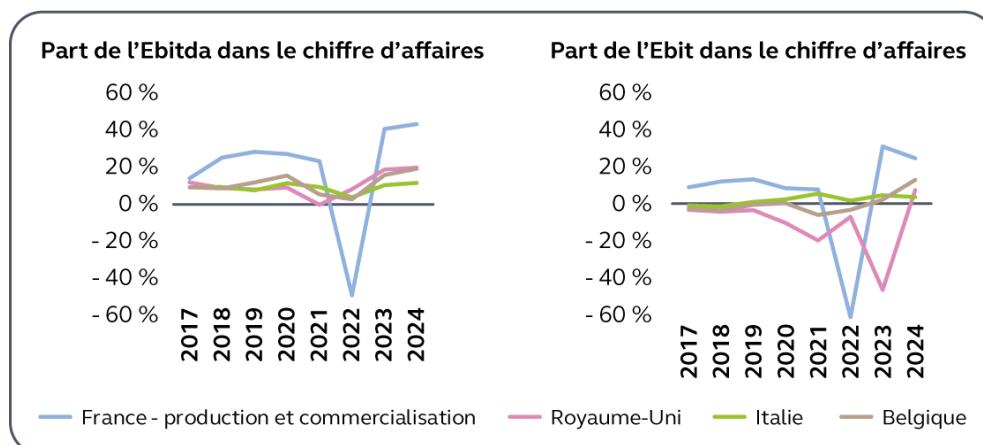
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Ebitda <i>cash</i> des activités internationales d'EDF	2,5	1,6	1,8	1,6	1,4	2,0	6,6	5,8
<i>Dont Royaume-Uni</i>	<i>1,0</i>	<i>1,0</i>	<i>0,7</i>	<i>0,7</i>	<i>0,2</i>	<i>0,5</i>	<i>3,8</i>	<i>3,5</i>
<i>Dont Italie</i>	<i>0,8</i>	<i>0,4</i>	<i>0,7</i>	<i>0,6</i>	<i>1,0</i>	<i>1,1</i>	<i>2,0</i>	<i>1,5</i>
<i>Dont autres activités internationales</i>	<i>0,6</i>	<i>0,2</i>	<i>0,4</i>	<i>0,4</i>	<i>0,3</i>	<i>0,4</i>	<i>0,8</i>	<i>0,8</i>

Source : Cour des comptes d'après des données EDF

Note : la catégorie « autres » inclue les volets non énergétiques de l'activité d'Edison mais surtout les services centraux du groupe, qui ne sont pas affectés à un segment de l'activité dans les comptes contributifs du groupe.

En dépit d'une volonté du groupe de répliquer le modèle français de producteur-fournisseur d'électricité intégré au Royaume-Uni, en Italie et en Belgique, la performance opérationnelle d'EDF dans ces pays reste particulièrement faible. Le taux de marge des activités dans ces pays est ainsi nettement inférieur au taux de marge des activités de production et de commercialisation en France : l'Ebitda des activités britanniques représentait en effet entre 12 % et 13 % du chiffre d'affaires entre 2017 et 2024 ; en Italie ce ratio était de 10 % tandis qu'en Belgique il s'établissait à 11 %. En France, sur la même période, l'Ebitda des activités de production et de commercialisation atteignait 19 % en prenant en compte l'année 2022 et de 31 % en l'excluant.

Graphique n° 29 : taux de marge des activités internationales pour le G3 (2017-2024)



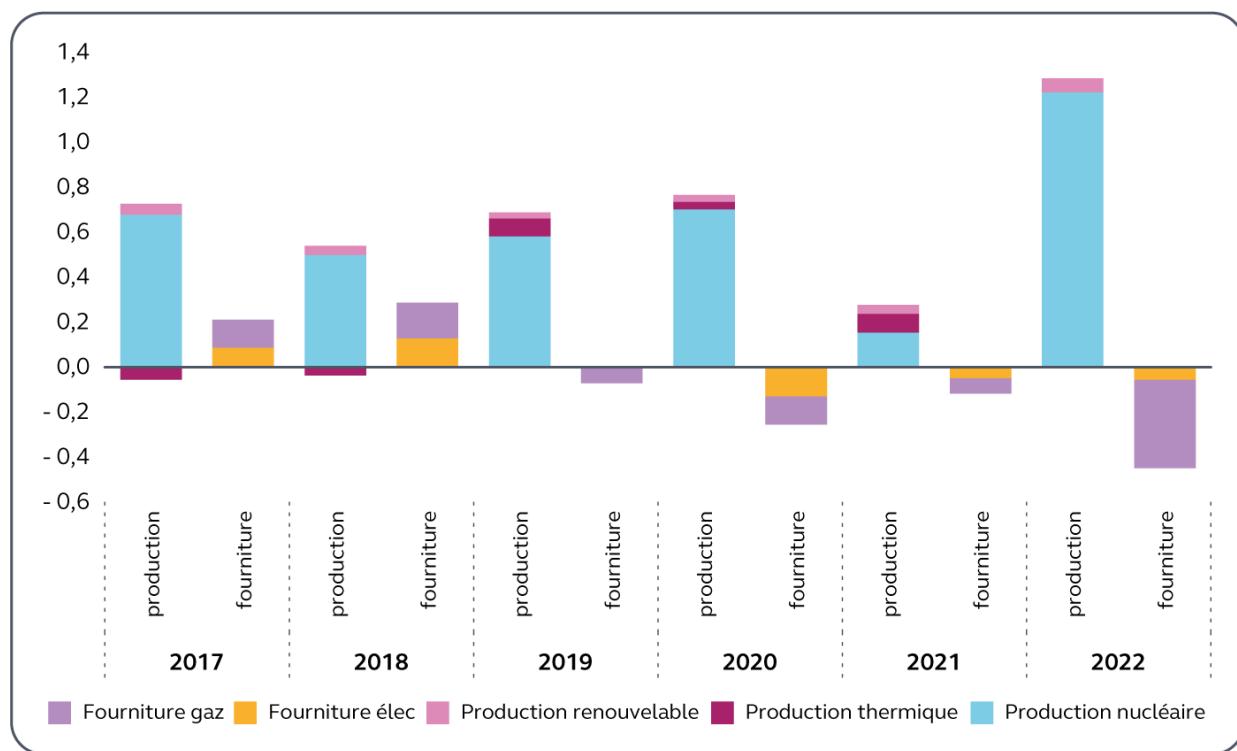
Source : Cour des comptes

A - Une contribution négative des activités britanniques affectée par le projet HPC

1 - Une activité britannique qui contribue négativement aux résultats du groupe

Les activités de production d'électricité d'EDF Energy, principal inducteur des résultats du groupe au Royaume-Uni, reposent essentiellement sur la performance du parc nucléaire qui représente le plus souvent plus de 80 % de l'Ebitda de l'activité. Les activités annexes – fourniture d'énergie et services énergétiques ne dégagent pas de résultats comparables à ceux de la production.

Graphique n° 30 : Ebitda sectoriel d'EDF Energy au Royaume Uni (2017-2024) en Md€



Source : Cour des comptes d'après des données EDF et de l'Ofgem

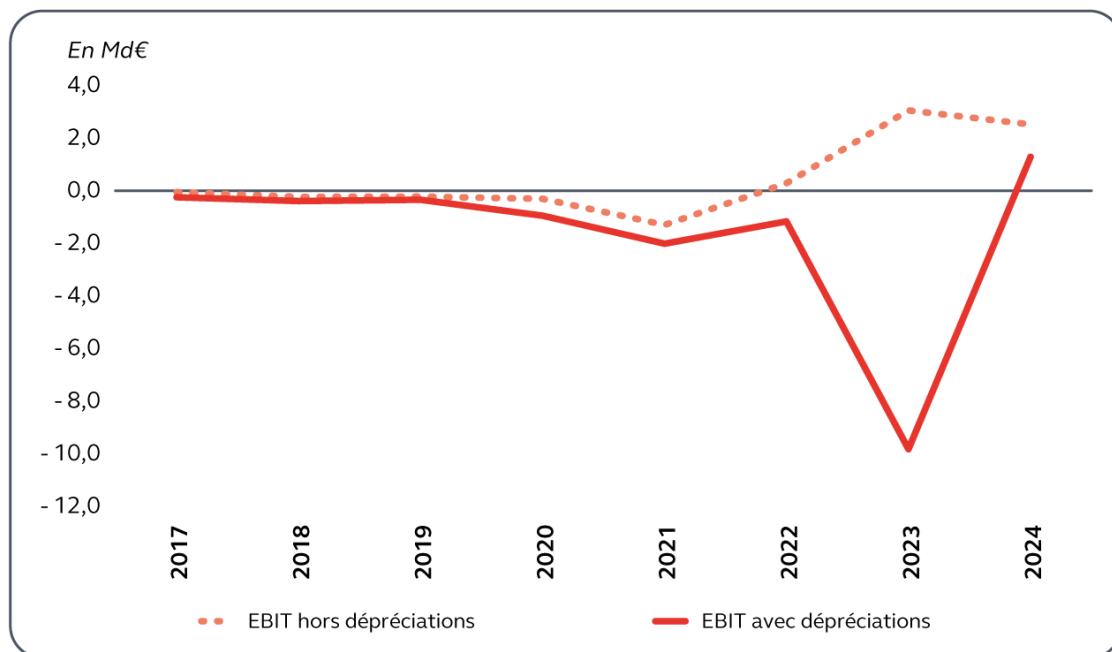
Note : pour établir ces comptes par segment la production est supposée vendue au prix du marché de gros.

Les résultats britanniques affectent négativement le résultat du groupe : de 2018 à 2024, le cumul du résultat net de ces activités représente un total de - 8,4 Md€ avec seulement deux années de résultats positifs (2019 et 2024). En particulier l'année 2023 a été marquée par un résultat record de - 5,7 Md€⁸⁰, lié à la dépréciation de HPC et du goodwill d'EDF Energy pour un cumul de 13 Md€ qui a largement obéré un Ebitda particulièrement élevé (4 Md€).

⁸⁰ Résultat net part du groupe, en contributif, c'est-à-dire en retranchant les activités internes au groupe.

Ces dépréciations, renouvelées dans une moindre mesure en 2024, affectent le bilan de la filiale britannique et grève son compte de résultat de manière chronique : 17,4 Md€ de dépréciations ont été enregistrées entre 2017 et 2024, dont 12,3 Md€ au titre de HPC, 3,1 Md€ de goodwill et 1,2 Md€ sur le nucléaire existant.

Graphique n° 31 : effet agrégé des dépréciations sur le résultat d'exploitation d'EDF Energy (2017-2024)



Source : Cour des comptes d'après les comptes d'EDF

Note de lecture : en 2023 l'Ebit réalisé par EDF au Royaume-Uni était de - 9,8 Md€. Si aucune dépréciation n'avait été enregistrée cette année-là, l'Ebit aurait alors atteint 3,0 Md€.

Cependant ces dépréciations n'expliquent pas à elles seules les faibles résultats des activités britanniques avant la crise des prix de l'énergie. Sur la période 2017-2022, les résultats des activités de production d'électricité sont en effet restés modestes tandis que la fourniture d'énergie est déficitaire sur la période, tirée à la baisse par le gaz et la fourniture d'électricité aux particuliers.

2 - Une génération de cashflow des opérations qui n'a pas permis de financer le nouveau nucléaire

L'investissement dans le nouveau nucléaire britannique préempte la totalité des flux financiers issus de l'activité d'EDF Energy. Côté ressources, les *cash flows* opérationnels attribuables au secteur, cumulés sur la période 2017-2024 s'établissaient à 10,3 Md€. Côté emplois, 24,1 Md€ ont été investis sur la période dont 19,1 Md€ au titre du nouveau nucléaire britannique, de sorte que les *cashflows* de l'activité n'ont pas suffi à financer l'investissement. Hors cession d'actifs, les *cashflows* attribuables au secteur, après prise en compte des investissements nets, ont représenté un besoin de financement de 13,8 Md€ sur la période 2017-2024. De ce fait, les activités britanniques d'EDF concourent en large partie à l'accroissement de l'endettement financier net du groupe.

Tableau n° 25 : flux de trésorerie simplifiés des activités britanniques du groupe entre 2017 et 2024 (en Md€)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda cash EDF Energy</i>	1,0	1,0	0,7	0,7	0,2	0,5	3,8	3,5
<i>Cashflows opérationnels</i>	1,0	0,8	0,2	1,0	- 0,2	1,6	2,9	2,9
<i>Investissement dans les actifs de production</i>	1,9	2,3	2,4	2,6	3,1	3,0	4,1	4,7
<i>Dont HPC</i>	1,0	1,4	1,9	1,9	2,6	2,6	3,4	3,8
<i>Dont Sizewell C</i>	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,1	N.D.
<i>Maintenance et autres nucléaires</i>	0,5	0,5	0,5	0,4	N.D.	0,3	0,4	N.D.
<i>Cash Flows attribuables</i>	- 1,0	- 1,4	- 2,1	- 1,6	- 3,2	- 1,4	- 1,2	- 1,8

Source : Cour des comptes d'après des données EDF

Note : les données d'investissement sont en livres sterling, elles ont été converties en euros à partir du cours de la livre en décembre de l'année donnée telle que l'Insee en fait état.

Dans ce contexte, EDF a annoncé début juillet 2025 le principe d'un investissement dans Sizewell C pouvant atteindre 1,1 Md€⁸¹, sous réserve de l'issue de la négociation des accords avec le gouvernement britannique et les investisseurs. La Cour avait quant à elle considéré qu'il convenait « *de ne pas approuver la décision finale d'investissement d'EDF dans le projet Sizewell C avant l'obtention d'une réduction significative de l'exposition financière d'EDF dans le projet Hinkley Point C* »⁸².

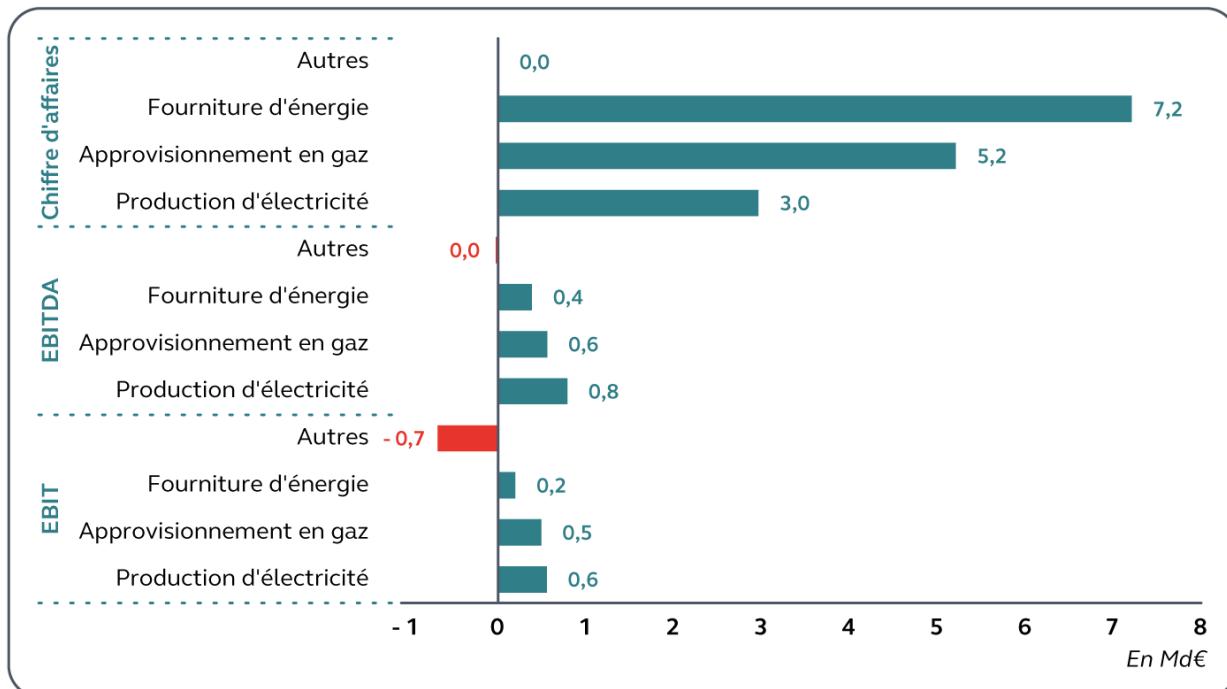
B - Les activités italiennes : une génération de cashflows qui s'est redressée depuis 2022

L'activité de production électrique concentrait, en 2024, 46 % de l'Ebitda du groupe italien, l'approvisionnement en gaz 33 % et la fourniture d'énergie 23 % (cf. graphique *infra*). Les parcs de production contribuent cependant de façon inégale aux résultats du groupe en Italie : L'Ebitda des centrales thermiques était d'environ 230 M€ (moyenne 2023-2024), pour un résultat d'exploitation d'environ 130 M€ en moyenne sur 2023-2024 tandis que, pour les activités renouvelables, l'Ebitda atteignait en moyenne 510 M€ et le résultat d'exploitation 373 M€.

⁸¹ Communiqué de presse du 8 juillet 2025.

⁸² Rapport de suites sur *La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants*, Cour des comptes, janvier 2025.

Graphique n° 32 : analyse par segment des activités d'Edison en 2024



Source : comptes annuels d'Edison, 2024

Note : la catégorie « autres » inclut les volets non énergétiques de l'activité d'Edison mais surtout les fonctions support.

La participation des activités italiennes aux résultats du groupe, négative jusqu'à la cession des activités d'exploitation et de production de gaz de Edison (Edison E&P) en 2020, est désormais positive, même si le rendement du capital reste limité (cf. *supra*).

Les deux principales activités d'EDF en Italie – production et fourniture d'électricité d'une part et approvisionnement et fourniture de gaz d'autre part – ne permettent pas de dégager des marges substantielles. Entre 2017 et 2023, l'Ebitda des activités de production et de fourniture d'électricité s'établissait à 8,3 % du chiffre d'affaires tandis que celui des activités gazières culminait à 5,6 %. Sur la même période, le ratio Ebit sur chiffre d'affaires était de 1,1 % pour les activités électriques et de 3,7 % pour celles relatives au gaz⁸³.

Tableau n° 26 : taux de marge des activités d'Edison par segment et investissements afférents (moyenne 2017-2023)

	Ebitda / CA	Ebit / CA	Investissements (*)
Activité de production et de fourniture d'électricité	8,4 %	5,6 %	260 M€/an
Approvisionnement et fourniture de gaz	1,1 %	3,7 %	30 M€/an

Source : Cour des comptes d'après les comptes d'Edison

* Pour les activités gazières la moyenne porte sur les années 2019-2023, afin de conserver un périmètre cohérent avec le périmètre actuel.

⁸³ Chiffres fondés sur la ventilation des comptes d'Edison par secteur opérationnel, en prenant en compte une répartition des coûts de holding en fonction de l'activité des autres secteurs.

Entre 2017 et 2024, les activités d'EDF en Italie ont systématiquement généré un flux de trésorerie positif et, le plus souvent, supérieur aux investissements. C'est en particulier le cas en 2023 et 2024 sous l'effet de la hausse des prix de l'énergie. Ainsi sur la période, les *cash flows* opérationnels cumulés ont représenté 7,4 Md€ pour un niveau d'investissement plus limité (5,1 Md€), conduisant à une situation favorable au regard des flux de trésorerie, en particulier depuis 2022. Conséquence de cette situation financièrement favorablement, les activités italiennes n'ont pas induit d'endettement sur la période.

Tableau n° 27 : flux de trésorerie simplifiés des activités italiennes du groupe entre 2017 et 2024 (en Md€)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda cash - Italie</i>	0,8	0,4	0,7	0,6	1,0	1,1	2,0	1,5
<i>Cashflows opérationnels</i>	1,0	0,3	1,0	0,5	0,2	1,0	2,0	1,3
<i>Investissement dans les actifs de production</i>	0,5	0,8	0,3	0,5	0,9	0,7	0,6	0,6
<i>Cashflows attribuables</i>	0,6	- 0,5	0,7	- 0,1	- 0,7	0,3	1,3	0,7

Source : Cour des comptes d'après des données EDF

C - Des activités internationales concentrant plus de 80 % des pertes de valeurs et dépréciations du groupe

Les dépréciations des actifs et filiales internationaux du groupe, ont affecté négativement le résultat du groupe. De fait, l'essentiel des dépréciations du groupe concerne les activités internationales : entre 2008 et 2024, le groupe EDF a enregistré 36,5 Md€ de dépréciations dont 83 % ont été portés par les activités internationales d'EDF.

- EDF Energy a connu, depuis 2010, 19,6 Md€ de dépréciations, dont 12,9 Md€ au titre du projet HPC, 3,1 Md€ de goodwill, 2,1 Md€ sur les centrales thermiques et 0,7 Md€ pour le parc nucléaire existant. La filiale a été acquise pour 15,5 Md€ entre 1999 et 2009. Depuis lors EDF a investi 19,8 Md€ dans le nouveau nucléaire britannique⁸⁴.
- Edison a connu, depuis 2008, 4,3 Md€ de dépréciations, majoritairement du fait des actifs de production d'électricité (0,9 Md€ en 2015) et des activités d'exploration et de production de gaz naturel (1,1 Md€ cumulé dont 0,5 Md€ du fait de la cession de ses activités d'exploration/production).
- La participation dans *Constellation Energy Nuclear Group* aux États-Unis a connu une dépréciation cumulée de 2,4 Md€ entre 2009 et 2021. Ces parts avaient été acquises pour 3,1 Md€ en 2009, elles ont été revendues pour 0,8 Md€ en 2021.

⁸⁴ 19,3 Md€ dans Hinkley Point B et 0,5 Md€ dans Sizewell C, en euros courants.

- La participation de 25 % dans Alpiq, producteur d'électricité et fournisseur de services énergétiques suisse, a été dépréciée de 1,3 Md€ entre 2009 et 2019. Ces participations ont été acquises en 2009 pour 1,2 Md€ dont 0,5 Md€ en nature (droits de tirage sur le barrage d'Emosson) et en numéraire (0,5 Md€). Les titres ont été revendus 0,4 Md€ en 2019.
- Les dépréciations de Luminus depuis 2018 atteignent 1 Md€ en raison d'une dévaluation du goodwill de la filiale (0,4 Md€) et des actifs thermiques d'EDF (0,6 Md€).
- EDF Polska a connu 0,4 Md€ de dépréciations ; il s'agissait de la filiale regroupant des actifs de production électrique en Pologne issus des acquisitions menées dans les années 1990-2000 et cédés en 2017.

Enfin, les dépréciations d'EDF Renouvelables (3,1 Md€ depuis 2008) sont également marquées par la prépondérance de leurs activités internationales : 60 % de ces dépréciations sont liés à des projets américains (environ 1,7 Md€), et près de 20 % à des projets européens non français. Ces dépréciations américaines sont tout particulièrement liées au projet d'éolien offshore ASOW⁸⁵ : compte tenu de la décision de l'État du New-Jersey de ne pas attribuer de lauréat à l'appel d'offres auquel participait le groupement – dont EDF était partie – une dépréciation de 0,9 Md€ a été inscrite dans les comptes du groupe.

VI - EDF Renouvelables : une activité consommatrice de capital dont les résultats restent faibles

A - Une activité qui concourt nettement à l'endettement du groupe mais peu aux résultats, notamment sous l'effet d'activités américaines en berne

Entre 2017 et 2024, les activités d'EDF renouvelables ont généré un flux de trésorerie positif mais inférieur au niveau des investissements. Ainsi sur la période, les *cashflows* opérationnels cumulés représentent 5,9 Md€ tandis que les investissements ont été supérieurs de 2,0 Md€ (7,9 Md€). Ces activités concourent ainsi directement à l'endettement du groupe.

Tableau n° 28 : flux de trésorerie simplifiés des activités d'EDF renouvelables entre 2017 et 2024 (en Md€)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda cash – autres internationaux</i>	0,4	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,8
<i>Cashflows opérationnels</i>	0,5	0,6	0,9	0,3	0,8	1,2	0,6	1,0
<i>Investissements nets</i>	0,8	0,5	- 0,3	0,8	0,9	1,6	1,8	1,8
<i>Cashflows attribuables</i>	- 0,3	0,1	1,2	- 0,5	- 0,1	- 0,4	- 1,2	- 0,8

Source : Cour des comptes d'après des données EDF

⁸⁵ *Atlantic shores offshore wind.*

La filiale ne participe que faiblement aux résultats du groupe. Alors qu'entre 2017 et 2020, la contribution du secteur au résultat opérationnel du groupe était systématiquement supérieure à 5 % (en moyenne 7,8 %), elle s'établit depuis systématiquement en dessous : en 2023, le secteur contribuait à hauteur de moins de 2 % du résultat opérationnel et à moins de 3 % en 2024. Si cette baisse traduit en partie la hausse du résultat sur les autres segments, la baisse du résultat opérationnel d'EDF Renouvelables est également pour partie responsable de cette perte de vitesse, en particulier sur le marché nord-américain dont les résultats s'établissaient à 6 M€ et 16 M 2022 et 2023 ; ils étaient compris entre 100 M€ et 200 M€ entre 2017 et 2020. Ces pertes de résultats s'expliquent pour partie par des épisodes météorologiques défavorables mais également par des pertes de valeur des parcs (cf. *supra*) ayant grevé les résultats.

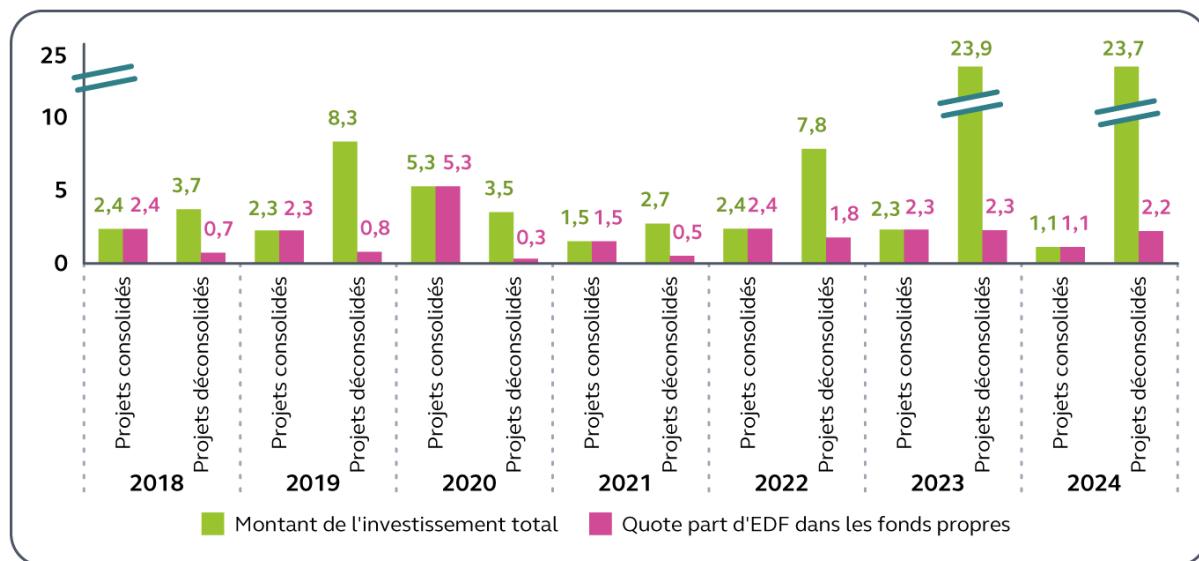
B - Un changement de modèle de détention des actifs dont les effets sont encore peu sensibles

L'activité de DVAS, consistant à construire des parcs renouvelables puis à les céder en totalité ou partiellement, associée à des cessions substantielles de parts d'EDF dans leurs parcs a permis de diminuer le taux de participation d'EDF renouvelables dans ses capacités de production. Ainsi, alors qu'en 2008 EDF renouvelables détenait près de 70 % des capacités de production dans lesquels la filiale avait une participation, ce taux de détention – le rapport entre les capacités nettes détenues et les capacités brutes – est passé à près de 60 % en 2024, après un pic à 80 % de détention en 2011. Ce phénomène est particulièrement sensible sur le périmètre international, le taux de détention en 2024 étant de 58 %. Le taux de détention, dont la baisse était dynamique de 2011 à 2018 passant de 80 % à 64 % en sept ans, s'est néanmoins stabilisé depuis : il était de 61 % en 2024.

La baisse du taux de détention des capacités d'EDF Renouvelables constitue un fort objectif interne du groupe auquel est adjoint un objectif de déconsolidation. EDF vise ainsi pour 2027 un taux de détention de 53 % de ses capacités renouvelables (contre 61 % en 2024) et un taux de consolidation de 32 % (contre 49 % en 2024).

Cet objectif se traduit par un changement de paradigme dans l'investissement d'EDF qui s'effectue désormais en très grande majorité avec un partenaire. En 2024, sept des 11 projets d'EDF Renouvelables passés en comité des engagements étaient déconsolidés, en 2018 seuls trois projets sur 18 étaient déconsolidés.

Graphique n° 33 : investissements d'EDF Renouvelables dans des projets consolidés et déconsolidés (2018-2024) en Md€

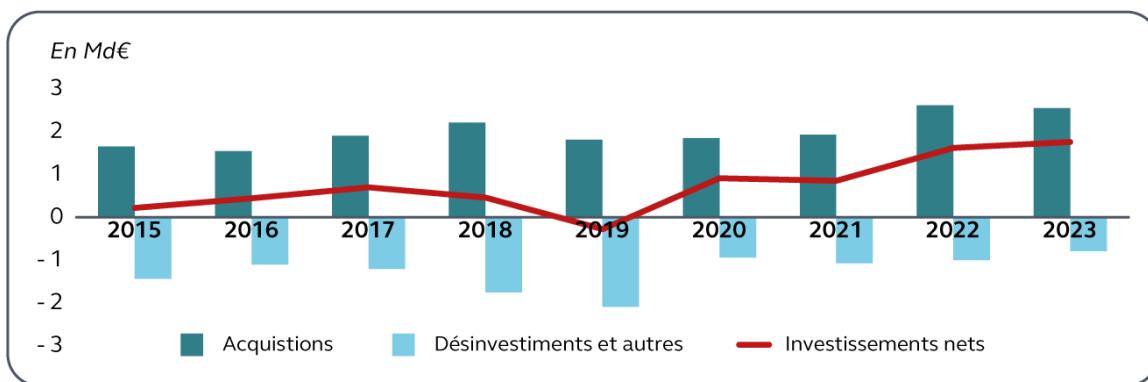


Source : Cour des comptes d'après des données EDF

Note : Ces données agrégées correspondent aux données des projets passés devant le comité des engagements du groupe, elles ne constituent pas les dépenses d'investissement d'EDF renouvelables sur ces années.

En dépit de cette évolution de mode d'investissement, EDF Renouvelables maintient un haut niveau d'investissement, dont le cumul entre 2015 et 2023 s'établit à 18,1 Md€ (soit environ 2 Md€/an en moyenne). Leur financement a été partiellement assuré par des cessions (8,2 Md€ sur la période, soit 0,9 Md€/an en moyenne) et par d'autres leviers notamment des soutiens publics mais aussi des avances, des prêts ou la participation d'autres acteurs (3,2 Md€, soit 0,4 Md€/an en moyenne). Les investissements nets⁸⁶, ont substantiellement cru : ils passent de 0,2 Md€ en 2015 à 1,8 Md€ en 2023.

Graphique n° 34 : acquisitions et investissements nets d'EDF renouvelables entre 2015 et 2023



Source : Cour des comptes d'après des données financières d'EDF

⁸⁶ Les investissements nets correspondent à l'écart entre les acquisitions d'une part et les produits de cessions d'actifs ainsi que les subventions et autres participations d'autre part.

C - Des projets créant peu de valeur et dont la rentabilité nécessite un meilleur suivi

La politique d'engagement d'EDF, telle que formalisée dans ses documents internes, prévoit un passage en comité des engagements pour l'ensemble des projets dont l'investissement excède un certain montant et un seuil de création de valeur minimale. Cette création de valeur correspond à l'écart entre le niveau cible de rentabilité attendu et le coût des fonds mobilisés⁸⁷. Le seuil de création de valeur peut être modulé en fonction de paramètres de risque et de maturité. La politique d'engagement prévoit un suivi régulier du niveau de cette rentabilité.

L'essentiel des projets d'EDF Renouvelables passés en comité des engagements a vu sa rentabilité diminuer entre les prévisions au moment du passage en comité et l'actualisation la plus récente disponible. Entre 2017 et 2023, parmi les 40 projets d'investissements d'EDF Renouvelables pour lesquels un exercice d'actualisation des niveaux de rentabilité a été mené, les taux de rentabilité de 26 projets ont été dépréciés, ceux de 12 projets ont été appréciés et ceux de 2 projets sont restés inchangés. La rentabilité moyenne de ces projets a ainsi diminué de l'ordre de deux points.

Conséquence de cette baisse du niveau de rentabilité attendu, la création de valeur liée à ces projets diminue d'autant. La révision à la baisse du taux de rentabilité des projets conduit certains d'entre eux à une perte de valeur ; c'est le cas d'un quart des projets étudiés.

La modulation du seuil de création de valeur, prévue par la politique d'engagement du groupe, augmente le risque de voir apparaître des situations de perte de valeur. De fait, près de la moitié des projets renouvelables dont la création de valeur s'est avérée négative en ont bénéficié.

Cette analyse n'a toutefois été possible que sur un nombre limité de projets du fait d'un suivi lacunaire de l'évolution de la rentabilité espérée. Elle n'a en particulier pas pu être conduite pour les projets en co-financement, leur rentabilité pour le groupe étant, selon EDF, plus complexe à mettre à jour. Par ailleurs, sur les 74 projets d'EDF Renouvelables en financement direct soumis au comité des engagements avec un niveau cible initial de rentabilité, 34 n'ont pas été actualisés.

Compte tenu du capital engagé dans ces projets, le suivi de leur rentabilité doit impérativement être renforcé. En particulier, sur le champ des projets en co-financement qui constitue la nouvelle modalité d'investissement du groupe en matière renouvelable. Ces suivis de rentabilité paraissent nécessaires à la conduite de la politique d'investissement de la filiale. Ils permettront au groupe, le cas échéant, d'assurer une revue complète de ses investissements afin d'identifier les facteurs – géographiques, technologiques, etc. – les plus susceptibles d'affecter la rentabilité des projets dans le temps et de prioriser ceux à venir en conséquence.

⁸⁷ Dans le cas d'un projet dont EDF a le contrôle exclusif, il s'agit de l'écart entre le taux de rendement interne (TRI) du projet après impôt et le coût moyen pondéré du capital ; dans le cas d'un projet en co-contrôle, il s'agit de l'écart entre le taux de rendement pour l'actionnaire et le coût des fonds propres.

VII - Les autres activités

A - Dalkia : un développement important malgré des marges modestes

La trajectoire de Dalkia est atypique lors des derniers exercices au regard de celle du groupe EDF. Dalkia connaît un développement important reposant sur une stratégie de croissance externe à l'international et organique en France. Depuis 2017, Dalkia a généré un Ebitda *cash* positif représentant environ 1 % du groupe EDF et son chiffre d'affaires représente 4 % de celui du groupe. L'écart entre ces deux données illustre la faiblesse des marges du modèle économique de Dalkia : l'Ebitda rapporté au chiffre d'affaires s'élève, en moyenne de 2017 à 2024, à 7,7 % et ne progresse pas. Si le chiffre d'affaires a connu des augmentations significatives, il passe 3,5 Md€ à 5,3 Md€, elles résultent pour l'essentiel de la croissance des prix de l'énergie et des acquisitions à l'étranger.

Afin de soutenir le développement de l'entreprise, Dalkia n'a pas été intégré dans le périmètre des deux plans de réductions des charges opérationnelles du groupe (2015-2019 et 2019-2022). Cette exonération a permis à Dalkia de voir ses effectifs croître de manière significative passant de 11 000 salariés en 2014 à plus de 20 000 aujourd'hui.

Tableau n° 29 : flux de trésorerie simplifiés des activités de Dalkia (en M€)

CFS	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda cash</i>	346	309	358	386	403	438
<i>Variation de BFR</i>	25	57	- 325	- 165	380	164
<i>Cashflow opérationnel attribuable</i>	363	361	18	209	764	593
<i>Investissements</i>	- 138	- 195	- 284	- 324	- 297	- 391
<i>Cessions d'actifs</i>	-	-	147	-	61	-

Source : Cour des comptes d'après des données EDF

B - Des activités de trading qui ont permis de tirer parti de la volatilité des prix de l'énergie

Le modèle économique d'EDF Trading permet à cette filiale d'accroître ses revenus durant des périodes de fortes volatilités des prix de l'énergie. Ainsi, alors que l'entreprise assurait une contribution stable et positive avant 2022, elle a dégagé des revenus très significatifs durant les exercices 2022 et 2023, tirant parti de la crise des prix de l'énergie. L'Ebitda de l'entreprise fluctuait entre 600 et 700 M€ avant crise, il s'est élevé à 1,2 Md€ en 2021, 6,4 Md€ en 2022 et 3,2 Md€ en 2023. Sur l'exercice 2022, EDF Trading a réalisé l'Ebitda le plus important de l'ensemble du groupe (avec les activités régulées).

La contribution des *cashflows* de la filiale suit une trajectoire plus irrégulière en raison du fonctionnement même des opérations de *trading* sur le marché de l'énergie. La gestion des appels de marge peut entraîner des variations de trésorerie qui ne correspondent pas aux résultats comptables. Ce fonctionnement explique les écarts entre l'Ebitda et l'Ebitda *cash* d'EDF Trading.

Tableau n° 30 : flux de trésorerie simplifiés des activités d'EDF Trading entre 2018 et 2024 (en Md€)

En M€	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<i>Ebitda</i>	633	733	633	1 200	6 407	3 230	1 608
<i>Ebitda cash</i>	742	- 26	1 470	851	- 192	8 508	1 380
<i>Variation de BFR</i>	238	771	- 650	- 2 572	3 150	- 1 533	850
<i>Cashflow</i>	984	746	835	- 1 713	3 146	7 292	2 312

Source : Cour des comptes d'après des données EDF

C - Framatome, des résultats positifs acquis pour partie auprès d'entités du groupe

Dans une vision économique (sans neutralisation des transactions intragroupes) entre 2018 et 2024, le chiffre d'affaires de Framatome – rejoint à compter du 1^{er} juin 2024 par Arabelle Solutions – représentait en moyenne 3,8 % du chiffre d'affaires du groupe. Près de la moitié de ce chiffre d'affaires est cependant réalisé en intragroupe de sorte que, en neutralisant ces activités, la filiale contribue plutôt à 2 % du chiffre d'affaires externe du groupe : c'est la vision dite contributive.

Dans une vision économique, les résultats de Framatome s'accompagnent de *cashflows* positifs avant investissements sur l'ensemble de la période. Framatome a ainsi dégagé, entre 2018 et 2024, environ 4,6 Md€ de *cashflows* et a investi environ 2,2 Md€. Cette situation a conduit à une génération de *cashflows* disponibles de l'ordre de 2,4 Md€ sur la période considérée.

Dans la vision contributive calculée par EDF et qui neutralise les transactions intragroupes, les *cashflows* générés par Framatome sont en revanche inférieurs aux investissements, conduisant à des *cashflows* attribuables négatifs de l'ordre de 0,1 Md€ entre 2018 et 2024. L'activité de Framatome au service des autres entités du groupe est donc déterminante pour apprécier ses résultats.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

La rentabilité des capitaux engagés par EDF a tendanciellement diminué entre 2012 et 2021, pour atteindre à l'aube de la crise des prix de l'énergie des niveaux ne permettant plus au groupe de créer de la valeur. Si la rentabilité s'est redressée en 2023 et 2024 c'est à la faveur de prix encore exceptionnellement élevés, sans préjudice d'un retour à des prix plus modérés pour 2025.

Cette évolution traduit essentiellement la diminution de la rentabilité du parc de production nucléaire français, sous l'effet d'une baisse tendancielle de sa disponibilité, aggravée par le problème de la corrosion sous contrainte à partir de 2022. Sensible aux hausses de prix malgré l'Arenh, les marges opérationnelles du parc de production en France ont fortement augmenté en 2023 et 2024. Les activités régulées ont présenté sur toute la période depuis 2012 des taux de rentabilité susceptibles de créer de la valeur pour le groupe, tandis que les activités internationales affichent des rentabilités moyennes plus faibles que celles des opérations de production commercialisation en France. Enfin, si la rentabilité de l'activité d'EDF renouvelables résulte essentiellement des TRI obtenus sur les différents investissements de l'entreprise, les écarts constatés sur une partie des projets entre TRI espéré initialement et TRI actualisé invitent à systématiser le suivi de ces rendements, sur l'ensemble du portefeuille d'EDF renouvelable pour un tirer les conséquences sur la politique d'investissement et le choix des futurs projets.

À l'échelle du groupe, l'endettement financier a progressé de 23 Md€ entre 2012 et 2024, alors même que plusieurs augmentations de capital sont intervenues, ainsi que différents plans de cessions d'actifs. Cette évolution résulte de l'absence de génération significative de cashflow positif par les opérations sur la période à l'échelle du groupe.

Les contributions de chacun des secteurs d'activité à ce résultat sont nettement différenciées. Seules les activités régulées en France ont généré un cashflow régulièrement et significativement positif. Les activités de production-commercialisation France ont permis de générer des cashflow opérationnels, significatifs entre 2015 et 2024, mais ils ont été majoritairement absorbés par les dépenses d'investissement et les surcoûts de construction de l'EPR de Flamanville. Les différentes activités internationales et les opérations d'EDF renouvelables ont été, globalement sources de consommation nette de cashflows sur la période en raison principalement des dépenses d'investissement sur le projet HPC et d'une montée en puissance des investissements renouvelables que l'activité de développement-vente n'a pas pu endiguer.

Au vu de ces éléments, la Cour formule la recommandation suivante :

- 1. Assurer un suivi systématique de la rentabilité des investissements d'EDF Renouvelables, y compris ceux faisant l'objet d'un co-financement (EDF, 2025).*

Chapitre III

Un modèle confronté à un programme d'investissement massif

I - Des besoins d'investissement très importants en France

À périmètre de consolidation du groupe EDF constant, plusieurs projets majeurs d'investissement ont conduit EDF à projeter, sous toutes réserves, un besoin d'investissement cumulé qui pourrait représenter jusqu'à 460 Md€ d'ici 2040, très majoritairement en France. Ils concernent au premier chef le renouvellement du parc nucléaire, à travers la construction de 6 à 14 nouveaux réacteurs EPR2, qui se superposera aux investissements de maintenance et de prolongation du parc existant et entraîne également un besoin de renouvellement des installations de l'aval du cycle du combustible. Ils concernent également l'entretien et le développement du réseau de distribution d'électricité, géré par Enedis. S'y ajoutent, hors du périmètre de consolidation par intégration globale, les besoins d'investissement dans le réseau de transport, géré par RTE.

A - Un besoin d'investissement en majorité lié à la filière nucléaire

1 - Un programme de six EPR2 qui pourrait être porté à 14

Depuis le discours de Belfort prononcé en février 2022 par le Président de la République, les trajectoires de mix électriques étudiées par le gouvernement dans le cadre de la transition énergétique reposent sur un scénario de construction de trois paires de réacteurs EPR2 à l'horizon 2040, éventuellement complétée ensuite par quatre autres paires. La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie, soumise à consultation publique en novembre 2024 indique que « *EDF porte un programme de construction de 6 nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2* » et que « *l'État confirme son soutien à ce programme et s'inscrit dans une perspective de décision finale d'investissement par le Conseil d'administration d'EDF en vue de son lancement au plus tard durant l'année 2026* ».

Le dernier chiffrage du coût *overnight* de construction des 3 premières paires, soumis par EDF à la DINN fin 2023, s'élevait à 79,9 Md€₂₀₂₃ (67,1 Md€₂₀₂₀). En mai 2023, EDF évaluait par ailleurs à 111 Md€₂₀₂₀ (132 Md€₂₀₂₃) le coût total *overnight* d'un programme de 14 EPR2 dont les trois premières paires auraient coûté 51,7 Md€₂₀₂₀. Toutes choses égales par ailleurs, la réévaluation de ce dernier coût porterait à 126,4 Md€₂₀₂₀ (150 Md€₂₀₂₃) le coût des 14 EPR2. En septembre 2024, EDF estimait à 135,4 Md€₂₀₂₀ le coût de 14 EPR2 cohérent avec une estimation de 67,4 pour les six premiers. La consolidation du chiffrage du coût des trois premières paires reste toutefois à réaliser par EDF, l'objectif managérial étant de contenir le coût sous les 67 Md€₂₀₂₀. Sur ces bases, EDF anticipait que le programme de 14 EPR2 représenterait, en euros courants, un montant d'investissements cumulés de plus de 60 Md€ fin 2035 et de plus de 115 Md€ en 2040 (dont plus de 75 Md€ pour les trois premières paires).

2 - Les besoins de renouvellement des installations du cycle du combustible

Sur les volets amont et aval du combustible nucléaire, dans un scénario de prolongation du parc actuel jusqu'aux 60 ans des réacteurs et de construction d'au moins 6 EPR2, EDF est susceptible de financer sous forme d'avance (en trésorerie) les investissements que réalisera Orano au titre des bassins d'entreposage de combustibles usés, de la construction d'une usine Melox2 et de la construction de deux modules de traitement de combustibles (projet UP4 – La Hague 2). Les trajectoires financières réalisées par EDF en 2023 intégraient à titre prévisionnel environ 30 Md€ courants de dépenses entre 2027 et 2040 au titre de Melox2 et La Hague 2, qui ne sont donc toutefois pas à proprement parler des investissements d'EDF.

3 - Les investissements de maintenance et de prolongation du parc existant

Sur la période 2025-2040, EDF anticipe un cumul de dépenses d'investissements de près de 90 Md€ pour le parc nucléaire existant, avec pour objectif le maintien en fonctionnement des réacteurs jusqu'à leurs 60 ans. Ces dépenses couvrent ainsi la maintenance courante du parc mais aussi l'ensemble des opérations visant à permettre la prolongation de la durée de vie des réacteurs, notamment leur passage avec succès des visites décennales (poursuite et achèvement des VD4 du parc 900 jusqu'en 2034, puis passage des VD5 du même parc à partir de 2030 et passage des VD4 du parc 1300 à partir de 2027) et la prise en compte des exigences croissantes de sûreté. Elles devraient connaître un pic annuel en 2029, correspondant au pic des réexamens de sûreté et des remplacements de gros composants, mais les dépenses d'investissement (Capex) sur le parc existant devraient se maintenir en euros courants à des niveaux entre 5 et 6 Md€/an.

4 - Des risques liés aux obligations nucléaires de long terme

Au périmètre de ses activités nucléaires en France, EDF constitue des provisions pour pouvoir faire face à ses obligations de long terme, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. Fin 2024, ces provisions se montaient à 53,8 Md€⁸⁸. Elles sont calculées sur la base d'une estimation des charges futures supportées par EDF et d'un taux d'actualisation (4,5 % retenu pour 2024) dont le niveau doit être inférieur à un plafond réglementaire et inférieur au rendement prévisionnel des actifs dédiés à la couverture de ses provisions (cf. *infra*). Une variation de 10 points de base sur le taux d'actualisation se traduit fin 2024 par une variation de près d'1 Md€ sur les provisions à constituer.

Le niveau de provisionnement a aussi un impact direct sur les cashflows du groupe dans la mesure où les articles L. 594-1 et suivants du code de l'environnement et leurs textes d'application obligent EDF à affecter des actifs (dits actifs dédiés) à la sécurisation du financement des charges relatives au démantèlement des installations nucléaires ainsi qu'au stockage de longue durée des déchets radioactifs. La valeur de réalisation des actifs dédiés doit être au moins égale aux provisions relatives à ces charges. Fin 2024, cette valeur de réalisation se montait à 40,3 Md€ et représentait 104,7 % des provisions à couvrir (38,5 Md€), soit une marge de 1,8 Md€.

Le niveau de provisionnement reste susceptible d'évoluer en fonction de l'évaluation de ces charges : c'est notamment le cas en ce qui concerne la gestion des combustibles usés avec les révisions régulières des contrats entre EDF et Orano, ou la gestion des déchets avec la révision en cours du devis du projet de stockage géologique profond de Cigéo.

Par ailleurs, un projet d'évolution de la norme IAS 37⁸⁹, relative aux provisions, susceptible d'être adopté définitivement en 2025, prévoit de limiter le calcul du taux d'actualisation à l'utilisation d'un taux sans risque. Or, EDF calcule jusqu'à présent son taux d'actualisation en ajoutant à une référence de taux sans risque un *spread* d'obligations d'entreprises notées de A à BBB. En cas d'adoption, et selon les assouplissements autorisés, l'application de la nouvelle norme, dont l'entrée en vigueur interviendrait en 2027, se traduirait, selon les estimations d'EDF, par une augmentation pouvant aller jusqu'à 22 Md€ des provisions⁹⁰, dont près de 20 Md€ à couvrir par des actifs dédiés dans les 5 années suivantes, à moins de modifier les critères législatifs de vérification de la couverture des charges futures par les actifs dédiés. L'éventualité d'une telle augmentation n'est pas intégrée dans les projections financières établies par EDF.

⁸⁸ Dont 16,2 Md€ au titre de la gestion des combustibles usés, 14,1 Md€ au titre de la gestion à long terme des déchets radioactifs et 22,2 Md€ au titre du démantèlement des installations nucléaires.

⁸⁹ Projet soumis à consultation publique par l'IAS *Board* en novembre 2024.

⁹⁰ En supposant une baisse de 150 points de base liée à l'abandon de l'ajout de *spreads*.

B - Le renouvellement des concessions hydroélectriques

Dans ses dernières trajectoires financières, réalisées fin 2024, EDF a fait l'hypothèse d'un basculement des installations en concessions dans un régime d'autorisation en 2027. Ce basculement supposerait une résiliation des contrats de concessions en cours, avec indemnisation à verser par l'État à EDF en tant qu'ancien concessionnaire, puis une vente de gré à gré des ouvrages à EDF à un prix de marché reflétant la valeur économique de ces ouvrages. Dans ce schéma, EDF serait donc redevable en net à l'État d'une somme représentant sensiblement la valeur actuelle nettes des installations, après déduction de la valeur de ces mêmes installations jusqu'à l'échéance des concessions en cours (l'échéance moyenne étant à 2038). Cette somme, qui serait de toute façon à déterminer par une expertise indépendante, dépendra essentiellement du niveau de redevance spécifique qui serait fixé dans le cadre du nouveau régime d'autorisation.

Ces hypothèses sont toutefois sans préjudice des décisions qui seront prises par les pouvoirs publics sur le renouvellement des concessions.

Les enjeux du renouvellement des concessions hydroélectriques

EDF, à travers l'entité EDF Hydro au sein d'EDF SA, exploite aujourd'hui 80 % du parc hydroélectrique français sous le régime de la concession d'État. À l'arrivée à l'échéance des contrats de concessions, une mise en concurrence doit être organisée. Ce processus n'a pas été suivi et les concessions venant à échéance sont reconduites sous un régime *ad hoc* de « délai glissant » pendant lequel EDF n'engage aucun nouvel investissement autre que ceux visant à respecter les objectifs environnementaux fixés par la réglementation. La France a été mise en demeure par la Commission européenne pour non-respect des règles de la concurrence et de la commande publique, sur les seules installations exploitées par EDF. La Commission considère que ce régime *ad hoc* n'est pas conforme à la directive Concession, tandis que les autorités françaises ne souhaitent pas procéder à un renouvellement des concessions par mise en concurrence.

Pour sortir de cette impasse, et permettre les investissements nécessaires au développement des capacités hydro-électriques, les pouvoirs publics ont étudié diverses options : l'attribution des contrats de concessions en gré à gré à une quasi-régie publique, détenue à 100 % par l'État, le basculement vers un régime d'autorisation, avec cession de gré à gré des actifs hydrauliques aux titulaires actuels des concessions, voire une révision de la directive Concession à adopter au niveau européen. Ces différentes pistes ont fait l'objet de travaux parlementaires (missions d'information) récents ou en cours.

Dans ses projections financières, EDF prévoyait, sous l'hypothèse d'une solution trouvée au renouvellement des concessions, une relance des investissements dans son parc hydroélectrique, qui atteindraient en cumul 15 Md€ de 2025 à 2040. Ces investissements ont pour objet des augmentations de puissance de turbinage, pour près de 500 MW, et la création d'au moins 1,5 GW de stations de transfert d'énergie de pompage (Step).

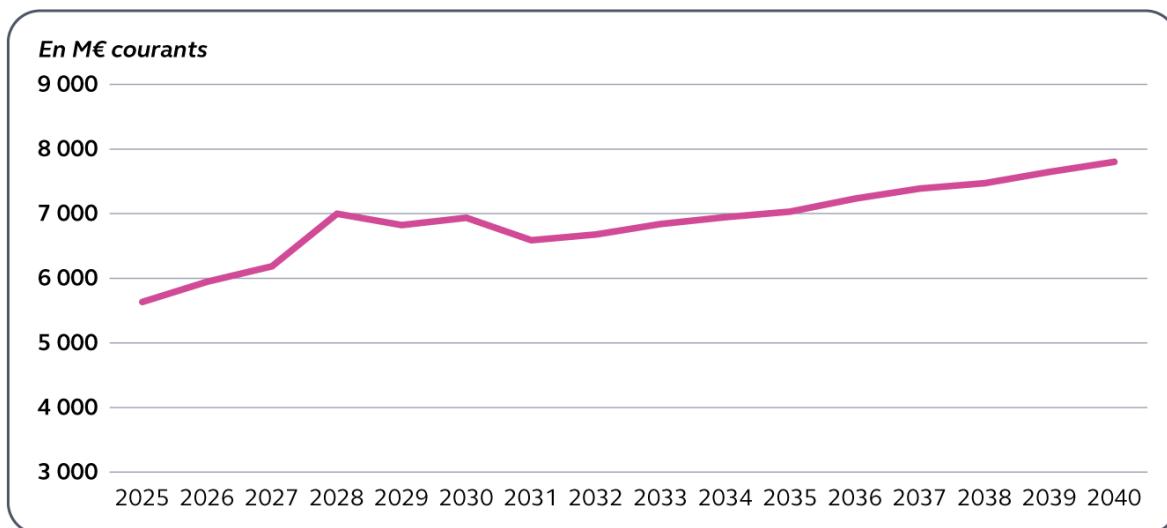
C - Un investissement de près de 200 Md€ dans les réseaux, dont la moitié à consolider par le groupe

Les gestionnaires de réseaux sont tenus de produire une programmation pluriannuelle de leurs investissements. S'agissant du réseau de transport, la loi prévoit la production d'un Schéma décennal de développement du réseau (SDDR)⁹¹ dont l'objet est de définir, d'évaluer et de localiser les principaux investissements sur le réseau de transport pour les dix prochaines années, conformément aux orientations des autres documents de programmation pertinents⁹². Enedis est soumis à des contraintes similaires avec la nécessité de produire un plan de développement des réseaux de distribution à cinq ou dix ans⁹³.

À l'horizon 2040, de fortes augmentations de l'investissement sur les réseaux de transports et de distribution sont attendues en raison de l'accroissement des raccordements de nouveaux moyens de production (énergies renouvelables et nucléaire) et de nouveaux consommateurs électro-intensifs (électrification des industries et développement d'industries nouvelles) mais aussi de l'adaptation du réseau au changement climatique (renouvellement et renforcement du réseau existant) et de l'évolution globale de la demande d'électricité (infrastructures de recharge des véhicules électriques notamment).

Les programmations pluriannuelles d'investissement de RTE et Enedis montrent une augmentation significative de leurs investissements à partir de la période du Turpe 7 (2025-2029) qui se poursuivraient jusqu'en 2040 pour un total de près de 100 Md€ pour Enedis.

Graphique n° 35 : projection des investissements d'Enedis (en M€ courants)



Source : Cour des comptes d'après données EDF

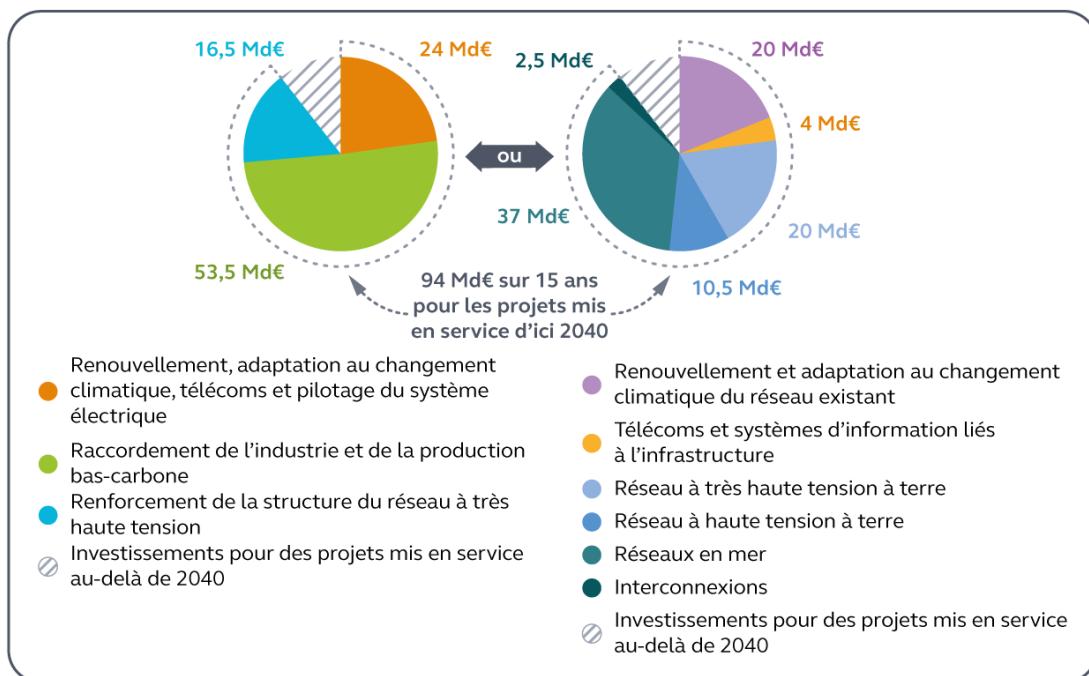
⁹¹ Article 321-6 du code de l'énergie.

⁹² Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), Schémas régionaux de raccordements au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), Plan de développement du réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSOE-E).

⁹³ Article 322-11 du code de l'énergie.

Les dépenses d'investissement de RTE devraient connaître une trajectoire similaire. Le gestionnaire du réseau de transport estime à 94 Md€ le volume d'investissement nécessaire d'ici à 2040.

Graphique n° 36 : programmation des investissements dans le réseau de transport de RTE



Source : RTE

Les dépenses d'investissements d'Enedis affectent directement le bilan consolidé du groupe EDF, tandis que celles de RTE n'affectent ce bilan qu'à travers l'effet de ces investissements et de leur financement sur la part des capitaux propres de CTE détenus par EDF et sur les dividendes reçus par EDF.

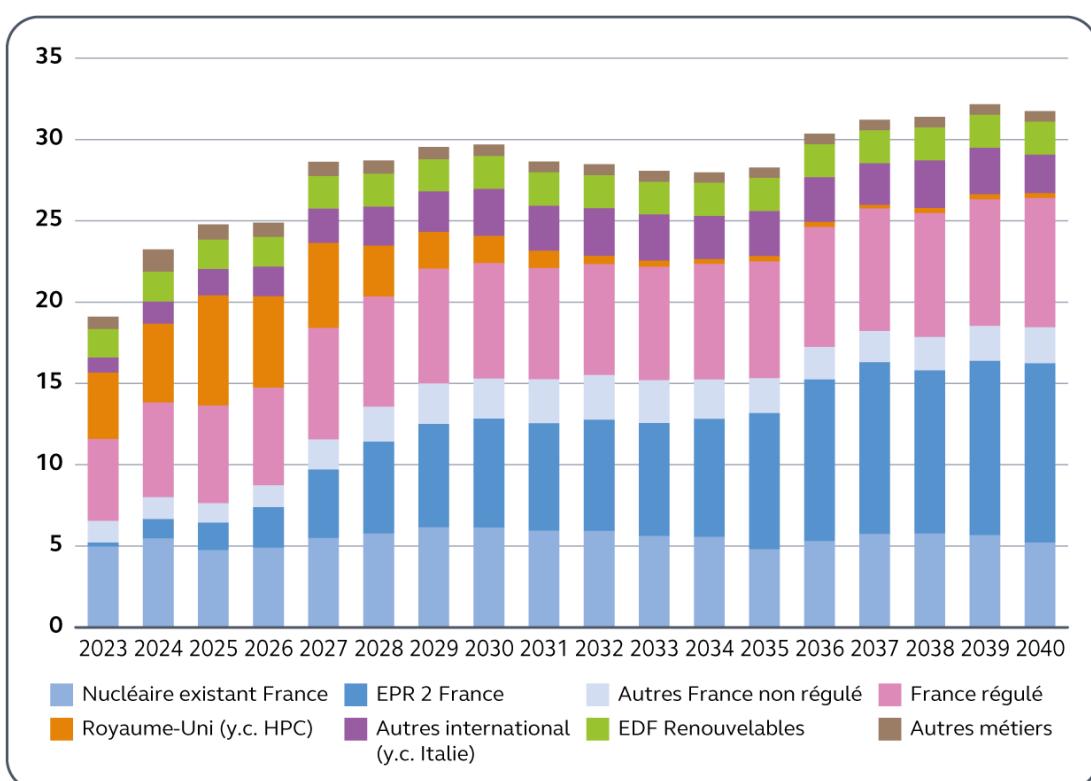
À cet égard, dans son rapport relatif au financement du coût des réseaux d'électricité⁹⁴, la Cour a recommandé que la politique de dividende des actionnaires de RTE et de CTE puisse être adaptée aux besoins de financement du programme d'investissement de RTE. À ce stade, les projections financières d'EDF ne prévoient cependant pas d'infexion de la politique de dividendes menée jusqu'à présent (soit un prélèvement de 60 % du résultat annuel en normes IFRS).

⁹⁴ Cour des comptes, *Le financement du coût des réseaux publics d'électricité par les usagers : le Turpe*, 2024.

D - Un programme d'investissements nets du groupe susceptible d'atteindre 460 Md€ entre 2025 et 2040

Au-delà des principaux investissements projetés pour les moyens de production et les réseaux électriques en France (soit près de 320 Md€), l'ensemble du programme d'investissement envisagé par EDF en 2023 pouvait atteindre 460 Md€ entre 2025 et 2040, dont près de 25 Md€ en Italie et près de 30 Md€ au Royaume-Uni, pour l'essentiel d'ici 2030 et lié au projet HPC. EDF projetait par ailleurs plus de 30 Md€ d'investissements nets⁹⁵ sur cette même période pour sa filiale EDF Renouvelables, toutes zones géographiques confondues.

Graphique n° 37 : projections des investissements nets du groupe sur 2023-2040 telles qu'établies par EDF en 2023 (en Md€)



NB : Ces projections correspondent à la vision d'EDF en 2023. Elles intègrent les « inflexions » identifiés alors par EDF en vue de réduire le volume des Capex consolidés au niveau du groupe, à développement de capacités données (cf. infra), en particulier dans les projets EnR et à l'international. En revanche, elles n'intègrent pas l'objectif du PMT 25-27, fixé postérieurement, d'une limitation à 26 Md€ des investissements nets annuels du groupe en 2026 et 2027.

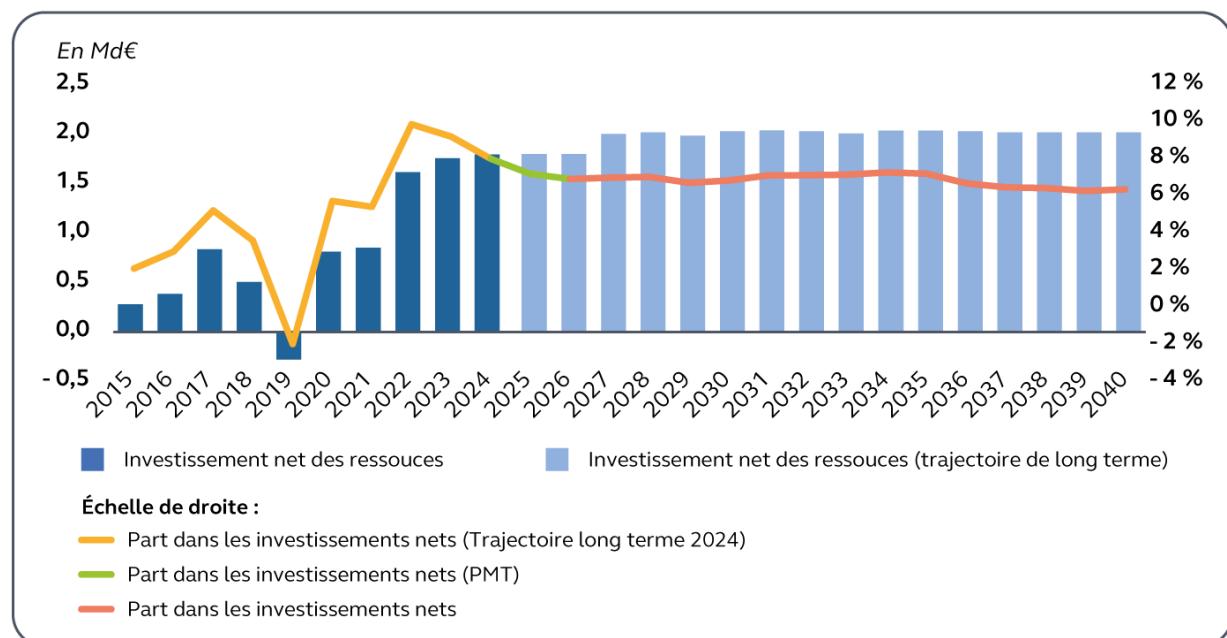
Source : données EDF2023

À moyen terme, EDF prévoyait donc le maintien d'un niveau significatif d'investissements en matière de renouvelables, bien que leur ampleur ait été revue pour partie à la baisse. Le plan de moyen terme (PMT) 2025-2027 programme ainsi une stabilisation des investissements nets d'EDF renouvelables pour 2025 et 2026 à 1,8 Md€/an. Le précédent plan de moyen terme prévoyait un niveau plus élevé d'investissements (2,2 Md€ en 2025 et 2,5 Md€

⁹⁵ Les investissements nets correspondent aux investissements bruts diminués des subventions d'investissements reçues, des participations de tiers et des produits de cessions d'actifs.

en 2026), traduction d'un besoin de rationalisation des investissements de la filiale. En retenant la programmation du dernier PMT, la part d'EDF Renouvelables dans les investissements nets du groupe passerait alors de 10 % en 2022 à 7 % en 2026. À long terme, la dernière programmation d'investissements du groupe dont la Cour a pu disposer prévoyait un volume d'investissement d'EDF Renouvelables représentant en moyenne moins de 7 % des investissements nets du groupe (2025-2040).

Graphique n° 38 : investissements nets passés et prévisionnels d'EDF renouvelables (2015-2040)



Source : Cour des comptes d'après des données financières d'EDF

II - De fortes incertitudes sur la capacité d'auto-financement du groupe

Face à ses besoins d'investissements dans le renouvellement du parc de production et la transition énergétique, EDF recherche un modèle économique lui permettant de « *maîtriser sa trajectoire cash et stabiliser son endettement* » et de « *maximiser l'auto-financement des projets d'envergure, en particulier le programme NNF* »⁹⁶. Or, la capacité d'autofinancement d'EDF dépend en premier lieu de l'Ebitda susceptible d'être dégagé par l'activité de production et de commercialisation du parc français d'EDF, et au premier ordre de sa composante nucléaire. Mais, dans le cadre des dispositions adoptées en LFI 2025 pour succéder à l'Arenh au 1^{er} janvier 2026, la valorisation de la production du parc nucléaire évoluera principalement au gré des prix de marché. Du reste, il n'est pas certain qu'une régulation alternative fondée sur un CfD, comme le permettrait le nouveau *market design* européen, aurait pu être mise en œuvre avec un prix d'exercice suffisant au regard des besoins de financement du groupe.

⁹⁶ Document interne du 18 mai 2023 « Un projet pour faire d'EDF le bras armé de la souveraineté énergétique et de la compétitivité de la France ».

A - L'exposition des *cashflows* futurs d'EDF aux évolutions de prix de marché

1 - Sans CfD sur le nucléaire existant, une forte dépendance aux niveaux des prix de marché de l'électricité à partir de 2026

Dans le cadre de l'Arenh, moins d'un tiers de la production nucléaire était valorisé à des prix de marché dès lors que ces derniers dépassaient le prix de l'Arenh lui-même. Dans le cadre du post-Arenh tel que prévu par l'accord de novembre 2023 entre l'État et EDF et par la loi de finances initiale 2025, la totalité de la production nucléaire, hors approvisionnement des contrats à long-terme, sera valorisée à des prix de marché avant intervention d'abattements en cas de prix excédant certains seuils.

Le dispositif envisagé pour le post-Arenh

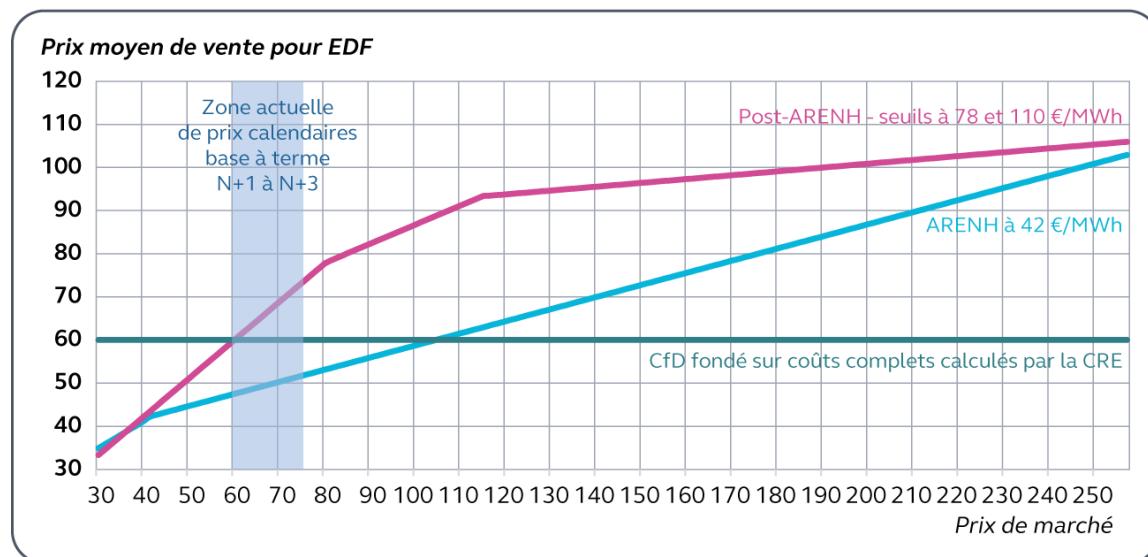
L'État et EDF sont convenus en novembre 2023 de mettre en œuvre à compter de 2026 différents mécanismes visant à donner un nouveau cadre à la rémunération de la production du parc nucléaire existant. Ces mécanismes concernent :

- le plafonnement progressif de la recette unitaire du parc nucléaire (hors revenus tirés du mécanisme de capacités) : abattement de 50 % au-delà d'un seuil de prix correspondant aux coûts complets comptables du parc augmentés d'un montant représentatif du coût du programme des EPR2 (seuil estimé à 78 €₂₀₂₂/MWh lors de l'accord) et jusqu'à 110 €₂₀₂₂/MWh ; abattement de 90 % au-delà de 110 €₂₀₂₂/MWh ; le principe et les modalités de ce plafonnement ont été définis dans la loi de finances initiale pour 2025.
- la politique commerciale d'EDF qui vise à offrir aux clients des contrats de moyen et de long terme leur assurant de la visibilité et des prix compétitifs tout en garantissant des revenus stables à EDF. À ce titre, EDF devait notamment proposer des contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) aux clients électro-intensifs et des offres de fourniture de détail à moyen terme pour l'ensemble des clients ; des discussions devaient également s'engager sur la phase 2 du contrat Exeltium ;
- le développement par EDF de produits de marché de moyen terme (quatre à cinq ans) échangeables.

Même affectée par le plafonnement partiel et progressif prévu par l'accord de 2023 et organisé par la LFI 2025, la recette unitaire tirée de la production du parc nucléaire sera ainsi beaucoup plus sensible au niveau des prix de marché, au moins dans la zone de prix située entre 50 et 200 €/MWh, indépendamment de la volatilité de ces derniers⁹⁷, comme l'illustre le graphique suivant, qui prend pour hypothèses simplificatrices que le prix de marché et le prix moyen capté sont identiques (pour l'effet des seuils de taxation du post-Arenh) et que le même prix de marché s'applique à la partie non Arenh des contrats de fourniture comme à la partie de l'Arenh écrêtée.

⁹⁷ Dans le cadre de l'Arenh, les références de prix de marché présentent une volatilité potentiellement plus élevée. En effet, la partie écrêtée de l'Arenh est valorisée sur des périodes de cotations de quelques mois, alors que dans le cadre du post-Arenh des produits de plus long terme sont susceptibles d'être utilisés.

Graphique n° 39 : illustration de la sensibilité du prix moyen de vente de l'électricité nucléaire aux prix de marché dans les cadres Arenh et post-Arenh*
(pour une production annuelle de 360 TWh) – en €/MWh



Source : calculs Cour des comptes

* À titre purement illustratif, le cadre post-Arenh prend pour hypothèse un volume annuel de contrats long-terme de 40 TWh valorisés à 60 €/MWh.

N.B. : Dans le cadre du post-ARENH, la plage de prix de marché moyens valorisant la production peut être plus restreinte du fait d'un lissage pluriannuel plus prononcé que dans le cadre de l'Arenh.

La part de la production contractualisée à long terme pourrait atténuer cette sensibilité mais pour des volumes qui devraient rester relativement limités (cf. *infra*).

Au-delà des contractualisations de long terme, qui donnent de la visibilité sur une partie du chiffre d'affaires d'EDF, le développement de produits à terme d'échéances 3 à 5 ans devrait permettre de réduire la volatilité de la valorisation annuelle de la production nucléaire. Mais, le chiffre d'affaires de la vente d'électricité en France demeurera exposé aux incertitudes entourant les trajectoires de prix de marché à moyen et long terme. Celles-ci détermineront ainsi au premier ordre la capacité de financement structurelle d'EDF sur la période de construction des EPR2 annoncés, et le besoin de mesures additionnelles de financement, internes ou externes à l'entreprise (cf. *infra*).

En se fondant sur les projections d'investissements nets d'EDF à l'horizon 2040 telles que présentées *supra*, et sous l'hypothèse d'une application de la politique de dividendes historique (avant 2015), consistant à verser à l'État, désormais actionnaire unique, 50 % du résultat net comptable, un scénario de prix de marché moyen de 70 €₂₀₂₂/MWh⁹⁸ à partir de 2030 conduirait le groupe à atteindre un EFN de plus de 190 Md€ en 2040 (+135 Md€ par rapport à fin 2024), pour un ratio EFN/Ebitda de 4 (cf. annexe n°5). L'EFN fin 2040 se réduirait à près de 160 Md€ (pour un ratio EFN/Ebitda de 2,8) dans le cas d'un scénario de marché au prix moyen de 95 €₂₀₂₂/MWh. En revanche, un scénario de prix déprimés à 50 €₂₀₂₂/MWh conduirait à un EFN de près de 245 Md€ fin 2040 (pour un ratio EFN/Ebitda de 6,6).

⁹⁸ Prix d'un produit calendaire base (ruban annuel de puissance).

2 - Les limites d'un recours à une régulation des prix de vente d'EDF

Comme le rappelle la DGEC, le programme de construction des réacteurs à eau pressurisée (REP) composant le parc actuellement en fonctionnement a été mis en œuvre et financé antérieurement à la libéralisation du secteur, avec une tarification réglementée du prix de l'électricité visant « à assurer la couverture des investissements nécessaires au développement de nouvelles capacités ». Selon EDF⁹⁹, le coût *overnight* de ce programme, soit 83,2 Md€₂₀₁₀, a ainsi été autofinancé à 50 %, le reste ayant été couvert pour 42 % par l'endettement et pour 8 % par des dotations en capital de l'État. Les tarifs de l'électricité ont été en définitive plus élevés en phase de construction qu'en phase de fonctionnement du parc REP, le contrat d'entreprise entre EDF et l'État ayant notamment prévu une baisse de tarif de 14 % en termes réels entre 1997 et 2000, après une baisse d'environ 8 % entre 1990 et 1996.

Dorénavant, les possibilités de réglementer les prix de l'électricité sont limitées par le droit sectoriel européen et l'inclusion du secteur de l'énergie dans le champ du régime des aides d'État et des services d'intérêt économique visés aux articles 106 et 107 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. À supposer qu'un recours à un CfD sur le parc existant puisse être validé par la Commission européenne à des conditions acceptables pour les autorités françaises, son prix d'exercice serait vraisemblablement aligné sur le coût de production du parc existant¹⁰⁰, soit, selon les estimations du coût complet de production produites récemment par la CRE, de l'ordre de 60 €₂₀₂₂/MWh. Or, à ce niveau, moyennant l'ensemble des investissements projetés par ailleurs par EDF, le financement par EDF du programme des 14 EPR2 au coût aujourd'hui prévu¹⁰¹, conduirait à un quadruplement insoutenable de l'endettement financier net, de 54,4 Md€ fin 2023 à près de 220 Md€ fin 2040, et l'atteinte à cette date d'un ratio EFN/Ebitda de 5,1 x¹⁰². Du reste, toutes choses égales par ailleurs, même avec un CfD à prix d'exercice de 70 €₂₀₂₂/MWh, les simulations *supra* montrent qu'EDF ne pourrait pas financer la totalité de son programme d'investissement sans mesures structurelles fortes.

Même dans un scénario où seuls 6 nouveaux EPR seraient construits¹⁰³, et à condition que le coût de construction soit bien contenu au niveau actuellement prévu par EDF, l'EFN dépasserait respectivement 175 et 150 Md€ fin 2040 (avec un ratio EFN/Ebitda dépassant respectivement 4x et 3x) pour des prix de 60 ou 70 €₂₀₂₂/MWh garantis à la production du parc existant.

⁹⁹ Cf. rapport de la Cour sur *Les coûts de la filière électronucléaire* – janvier 2012.

¹⁰⁰ Lors des discussions entre la Commission européenne (DGCOMP) et les autorités françaises en 2020 sur une nouvelle régulation du nucléaire existant, la Commission avait estimé que le *strike price* à garantir *in fine* à EDF ne devrait pas dépasser les coûts comptables évalués à l'époque par la CRE.

¹⁰¹ Soit 67,4 Md€₂₀₂₀ pour les 6 premiers EPR2, et au total 116 Md€ courants d'investissements nets sur 2023-2040 pour le programme de 14 EPR2 (dont 77 Md€ pour les 6 premiers).

¹⁰² Sous des hypothèses de production annuelle de près de 350 TWh en moyenne pour le parc existant et une politique de dividende à hauteur de 50 % du résultat net comptable après rémunération des titres subordonnés à durée indéterminée (TSIDI). On considère en outre un scénario de prix de marché dit « prudent » peu éloigné, en ruban, des 60 €/MWh, pour la rémunération des ventes d'électricité du parc hydraulique.

¹⁰³ Le cumul des investissements nets à réaliser par EDF à l'horizon 2040 au titre du programme NNF passerait de 116 à 77 Md€.

B - La difficile mise en place des contractualisations de long terme

En absence de mise en place d'un CfD sur le parc nucléaire historique, le développement de contrats à long terme, comme prévu par l'accord de novembre 2023 entre EDF et l'Etat, est un moyen pour EDF de sécuriser sur 10 à 15 ans les prix de vente d'une partie de sa production. Ce pan de l'accord a toutefois été conçu avant tout pour maintenir au bénéfice des industriels électro-intensifs des prix d'achat d'électricité préservant leur compétitivité malgré la fin de l'Arene. Dans cet exercice, EDF s'est néanmoins fixé des objectifs de rentabilité, et donc de prix de vente minimum, qui se sont rapidement heurtés d'une part à la baisse des prix de marché engagée sur les marchés à terme depuis 2023 et d'autre part aux attentes des industriels confrontés à la concurrence internationale.

Le développement de contrats long terme concerne d'abord la conclusion de nouveaux CAPN, couvrant un horizon de 10 à 15 ans, adossés aux réacteurs du parc historique (hors Flamanville 3) et destinés aux clients industriels électro-intensifs (moins d'une centaine de clients consommant ensemble plus de 40 TWh/an). En contrepartie de la livraison d'une quote-part de l'énergie produite par le parc nucléaire, les clients paieraient une contribution initiale correspondant aux investissements passés et aux coûts de démantèlement attribuables à une quote-part de la capacité nucléaire installée, et une quote-part des coûts fixes annuels et des coûts variables. Il est prévu par ailleurs que les CAPN ne puissent couvrir qu'une partie de la consommation d'un même client industriels électro-intensifs.

Au-delà des questions de partage des risques¹⁰⁴, la difficulté des discussions a tenu à la fixation du prix des contrats, au regard à la fois des coûts de production qu'ils répercutent et du contexte des prix de marché. La position initiale d'EDF a consisté à considérer un coût complet économique (CCE), fondé sur une approche normative du rythme d'amortissement du parc, sans prise en compte de la réalité des amortissements comptables opérés à date. La Cour avait montré¹⁰⁵ que cette méthode conduisait, toutes choses égales par ailleurs, dans le cas du parc nucléaire historique à majorer de 10 à 15 €/MWh le coût de production, par rapport au coût complet comptable calculé par la CRE. Or, les clients potentiels des CAPN ont eu connaissance des niveaux de coût estimés par la CRE en 2023¹⁰⁶¹⁰⁷. Par ailleurs, les niveaux de prix atteints en 2024 pour les produits calendaires à horizon 2026 à 2028, inférieurs à 65 €/MWh (moins de 58 €₂₀₂₂/MWh) n'ont pas non plus incité les clients à s'engager dans des CAPN à des prix supérieurs. Fin 2024, un écart de l'ordre de 10 €₂₀₂₂/MWh séparait encore les positions d'EDF et des industriels. Néanmoins, à l'été 2025, une quinzaine de lettres d'intention (LOI) avait été signée, couvrant un volume annuel de plus de 15 TWh, deux CAPN ont été définitivement conclus et le groupe poursuit les échanges avec les clients potentiels. En complément des CAPN, EDF propose par ailleurs des contrats nucléaires simplifiés (CNS) destinés aux clients électro-intensifs dont les besoins en volume sont limités.

¹⁰⁴ Notamment la répercussion des taux réels de disponibilité sur les productions cédées.

¹⁰⁵ L'analyse des coûts du système électrique en France, observations définitives publiées le 13/12/2021.

¹⁰⁶ Dans la synthèse, rendue publique, de son rapport de 2023, la CRE évalue en moyenne à 55 €₂₀₂₂/MWh le coût complet d'un ruban de production (puissance constante délivrée) sur la période 2026-2040, et à moins de 53 €₂₀₂₂/MWh le seul coût comptable, au périmètre du parc incluant FLA3. Hors FLA3, ces niveaux peuvent être abaissés d'environ 2 €/MWh.

¹⁰⁷ Dans un communiqué de presse du 19/09/2023, l'UNIDEN « se félicite que la CRE apporte par [ses] travaux un éclairage indépendant et documenté dans le débat entre EDF, les consommateurs et les fournisseurs d'électricité. Il s'agit d'un élément d'objectivation capital dans les discussions en cours sur les niveaux de prix de la fourniture électrique après la disparition de l'ARENH fin 2025. ».

En outre, EDF avait lancé en mars 2025 un appel à manifestation d'intérêt en vue de mettre aux enchères des CAPN couvrant 1,8 GW sur 10 à 15 ans et ouverts, au-delà des seuls clients électro-intensifs, aux clients consommant plus de sept GWh/an et aux fournisseurs d'électricité.

Par ailleurs, EDF est en discussion avec les clients finals regroupés au sein d'Exeltium pour conclure un nouveau contrat de long terme. Le consortium Exeltium a lancé en mai 2024 un appel d'offres pour un nouveau contrat d'approvisionnement de long terme, auquel EDF a répondu. Le prix proposé par EDF fin 2024, pour un contrat de huit ans et environ 10 TWh/an, a été cependant jugé trop élevé par Exeltium.

En deçà des horizons de long terme, des contrats de fourniture sur des horizons de quatre à cinq ans ont été par ailleurs signés avec des clients finals : à l'été 2025, le volume contractualisé atteignait près de 15 TWh pour livraison 2029 (N+4). En parallèle, EDF met sur le marché de gros, à ce stade sous forme d'enchères journalières (5 MW par jour), des produits calendaires pour livraison en N+4 et N+5 (dits rubans moyen terme ou RMT). Jusqu'à présent, seules 1 % des mises aux enchères journalières ont toutefois trouvé preneurs. En particulier, seules trois enchères ont été fructueuses au cours du second semestre 2024. Ces derniers canaux de commercialisation peuvent améliorer la visibilité à moyen terme sur les prix de vente d'EDF et contribuer au lissage des revenus annuels. Ils ne permettent en revanche pas de sécuriser sur le long terme une trajectoire de chiffre d'affaires.

C - Une capacité de financement conditionnée à la prolongation du parc REP et à ses performances opérationnelles

1 - L'atteinte des objectifs de prolongation du parc existant

Les trajectoires financières étudiées par EDF et par les pouvoirs publics dans le cadre du financement du nouveau nucléaire reposent sur l'hypothèse d'une prolongation de la durée de fonctionnement des réacteurs du parc actuel jusqu'à au moins 60 ans. Les premières fermetures n'interviendraient ainsi pas avant 2039, soit l'horizon espéré pour les premières mises en service des EPR2. Au-delà des enjeux attachés au prix de vente de la production du parc existant, exposé précédemment, l'effectivité d'une prolongation des réacteurs est également déterminante sur la capacité d'EDF à financer la construction du parc d'EPR2. À titre d'illustration, un scénario de fermeture de tous les réacteurs à 50 ans plutôt qu'à 60 ans, à hypothèse de prix de marché de l'électricité donné (par exemple 60 €₂₀₂₃/MWh), réduirait de plus de 10 Md€ le cumul des *cashflows* du groupe fin 2040, alourdissant d'au moins autant l'EFN à cet horizon, les pertes de recettes et les dépenses anticipées de post-exploitation excédant les moindres Capex et Opex de prolongation. La perte totale de *cashflow* serait moindre si seuls quelques réacteurs n'étaient pas prolongés au-delà de leurs 50 ans de fonctionnement ou devaient être arrêtés définitivement pour des raisons opérationnelles ou de sécurité avant leurs 60 ans, y compris après l'engagement de tout ou partie des dépenses de VD5. Mais le risque d'une perte anticipée et définitive de *cashflow* demeure.

2 - L'amélioration de la disponibilité et de la puissance des réacteurs du parc nucléaire existant

En outre, au-delà du risque de fermeture anticipée, les réacteurs qui resteraient en fonctionnement sont confrontés sur les prochaines années à l'enjeu de leur disponibilité, en fonction du nombre et des durées d'arrêts de tranche que suppose leur maintenance. Un écart de 5 points sur le coefficient moyen de disponibilité du parc REP représente un écart d'au moins 23 TWh sur la production annuelle, soit 15 Md€ d'Ebitda cumulé sur une période de 10 ans.

Les trajectoires de long terme étudiées par EDF, et celles considérées dans le scénario central du projet de nouvelle PPE, se fondent sur une production annuelle moyenne du parc existant située entre 350 et 360 TWh/an, au périmètre des réacteurs aujourd'hui en fonctionnement (Flamanville 3 inclus).

L'État a demandé à EDF en avril 2023 d'étudier et mettre en place un plan de performance afin d'obtenir des gains substantiels sur le niveau de production annuelle du parc existant à l'horizon 2030. Repris dans le projet de PPE rendu public en novembre 2024, l'objectif visé est de retrouver une production proche de 400 TWh/an en 2030, en recourant notamment à des augmentations de puissance pour une dizaine de réacteurs 900 (environ 2 TWh/an supplémentaires) et une vingtaine de réacteurs 1300 (environ 10 TWh/an supplémentaires). L'obtention de ces augmentations de puissance suppose toutefois des investissements préalables de plus de 2,2 Md€.

III - Un modèle de financement et un partage de risques à définir

La capacité de financement des investissements à venir d'EDF par endettement du groupe est conditionnée au maintien d'une notation *investment grade* qui suppose une trajectoire financière soutenable en termes de ratios d'endettement et aussi de volume de dette. Les agences de notation peuvent aussi se fonder sur des ratios de *cashflow/dette* tenant compte des intérêts et impôts sur le bénéfice versés¹⁰⁸. *Watt's Next*¹⁰⁹ considère quant à lui qu'au-delà d'un ratio dettes nettes/Ebitda de 3 la surveillance est de mise. La contrainte sur le volume de dette est moins précisément quantifiée mais renvoie aussi à des risques de liquidité.

Au sein de la fourchette des deux scénarios de prix présentés *supra* (50 et 95 €_{2022/MWh}), afin de respecter par exemple une trajectoire pour laquelle l'EFN n'excéderait jamais 100 Md€ et le ratio EFN/Ebitda serait maintenu sous 3x, les solutions de financement à trouver pour compléter la capacité d'emprunt d'EDF représentent un enjeu cumulé situé entre 65 et 150 Md€ à l'horizon 2040. Selon les scénarios de prix, cet enjeu peut en réalité excéder le seul montant des investissements liés au programme EPR2 à cet horizon (soit 115 Md€ pour 14 EPR2).

¹⁰⁸ Fitch considérait ainsi en janvier 2025 que le franchissement de notation entre bbb- et bb+ pour EDF (en *stand-alone*) correspondait au respect d'un ratio dette nette/FFO de 4,7.

¹⁰⁹ <https://wattsnnext.fr/wp-content/uploads/2024/07/Watts-Next-Barometre-financier-2024.pdf>

L'effort de financement doit être réparti de façon claire et équilibrée entre l'État, par ailleurs désormais unique actionnaire, et EDF. Dans la mesure, en outre, où des régulations sont possibles ou prévues quant au prix de vente des parcs nucléaires actuels et futurs, le partage de la rentabilité socio-économique des investissements projetés entre EDF et les clients finals doit aussi être traité.

A - Un effort de financement de l'État à expliciter

1 - L'acquisition de 100 % du capital d'EDF par l'État

La transformation d'EDF d'établissement public industriel et commercial en société anonyme s'était accompagnée d'une ouverture de son capital, à hauteur de 12,7 % à l'issue de l'introduction en bourse en novembre 2005. La part du groupe détenue par l'État a fluctué entretemps et atteignait 83,6 % en 2022.

Dans la foulée de l'annonce d'un nouveau programme nucléaire par le Président de la République, le gouvernement a annoncé en juillet 2022 son intention de porter à 100 % la participation de l'État au capital d'EDF, par une offre publique d'achat des titres détenus par des tiers. Selon les documents de cette offre publique, cette opération visait à « *renforcer la capacité d'EDF à mener dans les meilleurs délais des projets ambitieux et indispensables pour l'avenir énergétique de la France* » et notamment « *asseoir le caractère souverain et critique des activités les plus régaliennes de production d'électricité décarbonée (...), mener de manière accélérée plusieurs chantiers décisifs annoncées par le Président de la République (...), faciliter la prise de décision et le pilotage stratégique de la société* »¹¹⁰. L'opération s'est achevée en juin 2023 et l'État est désormais unique actionnaire d'EDF.

Pour autant, passer de près de 84 à 100 % le pourcentage de détention du capital d'EDF par l'État, ne crée pas fondamentalement de nouveaux leviers pour le modèle économique d'EDF. Cette décision en particulier ne devrait pas jouer sur l'appréciation qui sera portée par les autorités compétentes sur le respect par EDF du droit sectoriel, du droit de la concurrence et du régime des aides d'État (cf. *infra*). Elle peut néanmoins renforcer l'appréciation que font les agences de notation du soutien dont bénéficie EDF de la part de l'État, qui se traduit par une note *Issuer* supérieure à la note *Standalone* (cf. annexe n°5).

Elle ne devrait pas non plus modifier les termes d'éventuels conflits d'objectifs entre l'État actionnaire et l'État régulateur, l'entreprise conservant son intérêt social. Au surplus, rien ne permet de penser que, toutes choses égales par ailleurs, les orientations stratégiques de l'entreprise, ses modèles d'affaires ou ses décisions d'investissement auraient été différents si la participation de l'État avait été de 100 % au lieu de 84 % lors des dix dernières années.

¹¹⁰ Extraits issus de la note d'information du 21 octobre 2022 annexée au projet d'offre publique d'achat simplifiée visant les actions et obligations à option de conversion de la société EDF.

2 - Les interventions possibles de l'État

a) La participation directe de l'État au financement des EPR2

Pour réduire son besoin d'endettement et en diminuer le coût, EDF privilégiait, lors des discussions avec l'État sur le financement du nouveau nucléaire, la piste d'une avance remboursable qui aurait directement réduit l'endettement financier net du groupe : une avance correspondant à 50 % des Capex du programme EPR2 aurait permis de réduire de 65 Md€ l'EFN fin 2040, toutes choses égales par ailleurs, sans toutefois garantir la soutenabilité de la trajectoire financière d'EDF en cas de scénario de prix inférieurs à 80 €/MWh, sauf à prendre pour hypothèse que l'État ne prélèverait un dividende qu'au plus égal à 25 % des résultats annuels (cf. *infra*). Les modalités de remboursement de cette avance, en phase d'exploitation, auraient par ailleurs dû être prévues de sorte à prévenir les risques de surrentabilité du projet pour le groupe, afin notamment d'obtenir l'accord de la Commission européenne.

D'autres mode de participation de l'État étaient possibles : rémunération des immobilisations en cours (principe de la base d'actifs régulée – BAR) à un taux prédéfini, création d'une société de projet (SPV) entre l'État et EDF, avec un apport de l'État sous forme de fonds propres et/ou de garantie de dette.

La décision des pouvoirs publics, annoncée à la suite du Conseil de politique nucléaire du 17 mars 2025, fait finalement reposer le schéma de financement sur un prêt bonifié de l'État couvrant « *au moins la moitié des coûts de construction* », sans précision sur l'éventuel plafonnement du montant de ce prêt ni le partage des risques entre l'État et EDF, en cas de dépassement de coût par rapport au devis initial qui sera retenu lors de la FID. Contrairement aux options d'avance remboursable ou de BAR, un prêt bonifié de l'État ne réduira que marginalement le niveau d'EFN du groupe (à hauteur de l'effet cumulé des moindres frais financiers liés à la bonification). À titre d'illustration, une bonification de 50 % par rapport aux taux de marché se traduirait par une baisse de seulement 3 Md€ de l'EFN fin 2040 pour un prêt à hauteur de la moitié des coûts de construction. Le principal effet portera sur le besoin de liquidité adressé par EDF au marché, qui serait dans ce cas diminué de 58 Md€ (pour 14 EPR) à l'horizon 2040. Il n'empêchera pas en revanche la dégradation des ratios financiers qui interviendrait, toutes choses égales par ailleurs, à plus ou moins brève échéance en fonction des scénarios de prix de marché.

Le partage des risques doit aussi être précisé. Il doit permettre de contenir les risques conservés par l'entreprise, en vue d'éviter une dégradation des conditions d'emprunt sur les marchés et une hausse du CMPC, tout en conservant des incitations à la maîtrise des coûts et les délais en phase de construction et à la performance opérationnelle en phase d'exploitation et en limitant l'exposition des finances publiques¹¹¹.

¹¹¹ À titre d'exemple, le projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire à Dukovany (Tchéquie) fait l'objet d'un dispositif de soutien de l'État notifié à la Commission européenne, dans lequel l'État finance par prêt 98 % du coût prévisionnel et étendra son prêt à la part éventuelle des surcoûts excédant 17 %.

b) La politique de dividendes, un enjeu essentiel

La politique de dividende qui sera pratiquée par l'État actionnaire, et plus précisément le niveau des dividendes prélevés en numéraire, constitue en réalité le levier le plus direct et potentiellement le plus massif pour agir sur la trajectoire financière d'EDF à l'horizon 2040.

Pour autant, aucun scénario de référence n'a semblé avoir été convenu lors des discussions entre EDF et l'État. Les simulations de trajectoire financière réalisées par EDF ont pour la plupart fait l'hypothèse que la politique de dividende s'adaptait automatiquement aux différents scénarios de prix, en excluant en outre que le taux de prélèvement dépasse 25 % et en considérant que des scénarios de régulation des prix post-Arenh s'accompagneraient d'un renoncement à tout prélèvement de dividendes par l'État. Par rapport au niveau historique du taux de versement pratiqué avant 2015 (50 % du résultat net courant), les niveaux effectifs de distribution de dividende en numéraire constituent ainsi, dans l'équation du financement du NNF, un levier spécifique à la main de l'État.

Pour autant, la question des dividendes ne fait pas partie des sujets ayant fait l'objet d'annonce de décision à l'issue du CPN du 17 mars 2025. Or, alors que l'effet du prêt d'État bonifié sur l'EFN d'EDF est marginal, le renoncement à un dividende en numéraire à hauteur de 50 % du résultat net à partir de 2026 ferait quant à lui passer l'EFN fin 2040 de 190 à 104 Md€ (dans un scénario de prix à 70 €₂₀₂₂/MWh), tout en privant l'État de plus de 65 Md€ de recettes budgétaires sur la période. Pour un impact massif sur les finances publiques, ce levier est bien le principal à même de contribuer à la soutenabilité de la trajectoire financière d'EDF si l'État intervient par ailleurs sous forme d'un prêt bonifié.

En tout état de cause, à court terme, les décisions de l'État privilégient au contraire la préservation des finances publiques avec le versement par EDF d'un dividende exceptionnel de 2 Md€ en 2025. La politique de dividendes de l'État mériterait donc d'être clarifiée pour l'avenir, en particulier alors que s'ouvre la période de construction du parc EPR2 et que doit être précisé le cadre global du financement de cette construction.

c) L'hypothèse de contributions supplémentaires de l'État

Plusieurs pistes de contributions supplémentaires de l'État ont été explorées lors des discussions entre l'État et EDF depuis l'été 2023, en particulier à mesure que les prix à terme refluaient sous la barre des 70 €/MWh et poussaient à envisager des scénarios plus prudents de prix de marché à long terme. Certaines pistes auraient conduit à des impacts immédiats et significatifs sur le budget de l'État, peu compatibles avec la situation des finances publiques (compensation de la sous-couverture des coûts de fourniture des TRV en 2022 pour 7 Md€¹¹², indemnisation d'EDF au titre de l'Arenh+ pour 8,3 Md€¹¹³) et ont été abandonnées.

¹¹² Cette sous-couverture a été de fait compensée par une sur-couverture au moins équivalente en 2023, l'obligation de couverture des coûts étant dorénavant vérifiée sur trois années glissantes.

¹¹³ Cette somme a cependant déjà été comptabilisée dans le déficit public en comptabilité nationale sur l'année 2022.

D'autres auraient des impacts budgétaires étalés dans le temps mais n'ont pas été retenus à ce stade : une prise en charge par l'État des coûts de pérennisation des installations du cycle du combustible nucléaire (cf. *supra*) qui a semble-t-il été exclue lors du CPN du 17 mars 2025 ; un transfert à l'État des passifs sociaux liés au régime de retraite des IEG avec versement d'une soulté inférieure à la valeur de réalisation des actifs de couverture qui nécessiterait d'être notifié au titre des aides d'État.

B - Le recours aux leviers mobilisables par EDF

En contrepartie des efforts significatifs que ferait l'État pour contribuer à la soutenabilité de la trajectoire financière d'EDF, y compris à travers sa politique de dividende, le groupe doit mettre en œuvre tous les leviers à sa main en vue de maîtriser ses coûts, de maximiser son cashflow opérationnel et de limiter ses engagements en fonds propres hors des projets structurants du parc de production et du réseau de distribution en France, conformément au projet d'entreprise élaboré en 2023. Néanmoins, si l'évolution des prix de marché ne permettait pas d'assurer un niveau d'endettement soutenable, malgré les contributions prévues de l'État, une réflexion sur le périmètre même des activités du groupe ne pourrait être éludée.

1 - Les orientations du nouveau projet d'entreprise

La lettre de mission du précédent Président directeur général, nommé en novembre 2022, adressée par la Première ministre le 9 décembre 2022, invitait à définir une nouvelle feuille de route stratégique pour l'entreprise, assurant entre autres « *le redressement de la trajectoire financière de l'entreprise dans la durée* » et à cette fin le « *retour d'une génération de cashflow positif pour le Groupe* » par une priorisation des investissements, la maîtrise des charges et l'amélioration de la maîtrise des risques financiers.

Cette feuille de route a été déclinée dans le cadre d'un nouveau projet d'entreprise baptisé Ambition 2035 et présentée au comité stratégique du conseil d'administration le 17 mai 2024.

Le nouveau projet d'entreprise Ambition 2035

Ce projet s'inscrit dans des perspectives de croissance de la demande en électricité bas carbone, de besoins de flexibilités du système électrique et de volatilité croissante des prix de marché. Il s'appuie sur un contexte national plus favorable au nucléaire et un contexte européen qui favorise désormais la contractualisation de long terme et la neutralité technologique. Il se place enfin dans le cadre de l'accord avec l'État sur le post-Arenh (cf. *supra*). Il s'articule autour de quatre objectifs :

- accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone : avec l'ambition de faire émerger 150 TWh de demande électrique supplémentaire en France d'ici 2035 en remplacement de consommations d'énergie carbonées ;
- produire plus d'électricité bas carbone avec le nucléaire et les renouvelables : en portant à 550-600 TWh la production annuelle d'électricité bas carbone du groupe (+120 TWh *a minima* par rapport à 2023), avec notamment 8 GW bruts de capacités nouvelles installées par an en renouvelables ;
- développer les réseaux face aux défis de la transition énergétique, en répondant aux besoins de raccordements des clients, de pilotage optimisé du réseau et de sécurité d'alimentation ;

- développer les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique, avec la mise en service de 20 GW d'actifs de production flexibles et de moyens de stockage et l'émergence de 7 GW de flexibilités chez les clients d'EDF.

Il vise aussi l'atteinte d'un niveau de performance opérationnel « *suffisant pour garder des marges de manœuvre et financer [les] investissements* ». Ce qui passe par des objectifs de maîtrise des plannings et des coûts des projets structurants (HPC et EPR2 en France), de maximisation du *cash* dégagé par les différents métiers (cf. *infra*) et de la maximisation de l'impact des investissements du groupe à travers la recherche de partenaires financiers. En termes de soutenabilité financière, l'objectif est de conserver un ratio EFN/Ebitda inférieur à 2,5.

a) La maximisation du cash

Afin de contribuer à sécuriser la trajectoire financière du groupe, le projet d'entreprise se fixe notamment pour objectif de maximiser ses *cashflow* grâce au renforcement de la performance dans tous les métiers. L'atteinte de cet objectif est mesurée par un nouvel indicateur opérationnel : l'Ebitda *cash* moins les Capex. Il présente, *modulo* les variations de besoin en fonds de roulement, la capacité d'un secteur ou d'une *business unit* à générer un *cashflow* opérationnel positif.

Pour maximiser le niveau de cet indicateur, métier par métier, un dispositif de pilotage de la performance se met en place, qui passe par la définition de cibles de performance par *business unit*, la mise en place de plans d'actions opérationnels et un suivi dans le cadre des revues de performance trimestrielles. Des plans d'actions transverses sont aussi prévus afin de maîtriser les Opex du groupe (cf. *infra*).

b) La révision des modèles d'affaires

Dans le cadre de l'élaboration de son nouveau projet d'entreprise, et de l'exercice de priorisation des investissements, EDF a établi une typologie de ses modèles d'affaire selon leur degré capitaliste et leur niveau de risque.

Tableau n° 31 : typologie des *business models* de l'activité d'EDF

Nom du business model	Définition
Propriétaire opérateur	EDF vend la production ou est rémunéré pour la gestion d'actifs qu'il a développés, construits et financés (en tout ou partie) et qu'il exploite
Développeur	EDF vend des projets qu'il a développés, voire construits, en conservant ou non un rôle dans l'exploitation
<i>EPC (engineering, procurement and construction)</i>	EDF vend en tant qu'architecte ensemblier un produit clé en main à de futurs opérateurs
Ingénierie	EDF vend, en tant que prestataire, des heures d'études à des porteurs de projets ou des opérateurs
Équipementier industriel, fournisseur de technologies et services associés	EDF vend des produits, des technologies ou des services à des porteurs de projets ou des opérateurs
Commercialisateur et services	EDF vend à des clients finaux de l'énergie ou des services énergétiques

Source : Cour des comptes d'après EDF

La gradation des risques et de l'emprise en capital dépend essentiellement de la part de financement propre à EDF et conservé par celui-ci dans des actifs qu'il aurait développés et construits. Le modèle « Propriétaire-opérateur », potentiellement le plus capitaliste, ne concerne, dans sa définition, que des actifs qu'EDF aurait développés et construits. Semble ainsi exclu des modèles d'affaires, et de fait exclu des activités d'EDF, le cas d'achat d'actifs clés en main auprès d'un constructeur tiers pour en assurer l'exploitation. En d'autres termes, ce modèle suggère qu'EDF a vocation à n'exploiter que des actifs de production qu'il aurait lui-même développés et construits. Or, ce n'est pas le cas à l'étranger, où EDF exploite encore par exemple des réacteurs nucléaires britanniques à travers *EDF Energy* et dont la détention résulte de l'achat de *British Energy* par EDF en 2008. Et l'exposition au risque est différente, pour les actifs à longue durée de construction, selon qu'EDF construirait lui-même ou acquerrait clé en main un actif dont il serait propriétaire exploitant.

c) Les investissements Capex

Le travail de priorisation des investissements s'est inséré dans un cadre stratégique consistant à ne pas remettre en cause le périmètre des métiers du groupe mais à adapter ses modes d'intervention, en distinguant notamment le rôle d'industriel et le rôle de financeur, de sorte à maximiser le ratio de la puissance installée ou de la production induite (en GW construits ou TWh produits, indépendamment de la part financée par EDF) par les Capex nets supportés par le groupe.

Les principales inflexions identifiées par EDF en juillet 2023 concernaient l'évolution des activités d'EDF Renouvelables vers des modèles d'affaires moins capitalistiques, en particulier *via* la généralisation des DVAS (développements/ventes d'actifs structurés). EDF en espérait une réduction de près de 18 Md€ de Capex cumulés d'ici 2040. Toutefois, le scénario de référence en juillet 2023, qui prévoyait 70 Md€ de Capex pour les EnR hors hydro-électricité, dont 36 Md€ dans les pays « hors G4¹¹⁴ » peut interroger. Le choix du DVAS est en effet ancien : en 2017, la stratégie CAP 2030 présentait déjà le DVAS comme étant « au cœur du modèle d'EDF EN », et ce choix était fortement contraint par la maison-mère, toujours pour des raisons d'endettement, et ne présentait pas que des avantages pour la stratégie propre d'EDF Renouvelables. Plus généralement, comme indiqué *supra*, les contraintes de financement du groupe amènent à limiter les investissements nets d'EDF renouvelables, de préférence par recours à des co-financements, ce qui peut poser la question plus structurelle de la pertinence de son maintien comme filiale détenue à 100 % par EDF.

d) Les plans d'action pour optimiser les coûts et maîtriser les Opex

Le nouveau projet d'entreprise entend déployer une démarche de pilotage des Opex par destination afin de maîtriser les coûts *cash* de production, les coûts de commercialisation, les coûts de raccordement et de renouvellement du réseau de distribution, les coûts des fonctions supports ainsi que les taux de marge brute sur les produits vendus. Le cadrage budgétaire associé prévoit notamment une croissance organique de 1,5 % par an sur les charges opérationnelles et support entre 2024 et 2027. À cette fin, des plans d'action sont établis par métier (programme START2005 sur la maintenance du parc nucléaire, actions sur le recouvrement à la direction commerce, actions sur les frais de transports et de déplacement, frais de consultants, etc.) et de façon transverse (« temps métal », efficacité organisationnelle, achats).

¹¹⁴ C'est-à-dire hors France, Royaume-Uni, Italie et Belgique.

Ces plans visent ainsi à réduire de 150 M€ les coûts de production du groupe entre 2024 et 2027, avec un effort particulier sur le parc nucléaire et thermique (- 300 M€) et à contenir l'augmentation des coûts de gestion des réseaux électriques à 250 M€ (+ 6 %). Sur les coûts de commercialisation, le groupe vise en règle générale au moins une stabilisation des coûts unitaires (par client, contrat ou volume d'énergie livrée) et des dépenses des fonctions supports de la direction commerce. Sur les coûts des fonctions supports et appuis, EDF visait une augmentation de moins de 3,5 % entre 2024 et 2027. Le nouveau Président directeur-général a quant à lui annoncé l'objectif d'une baisse de 1 Md€ d'ici 2030 sur les frais généraux annuels du groupe.

e) L'objectif d'accroître de 150 TWh la consommation d'électricité d'ici 2035

Cet objectif est présenté dans le projet d'entreprise comme une contribution à la réalisation des objectifs de décarbonation de l'économie qui passe par une électrification d'un certain nombre d'usages. Si les exportations peuvent toujours, dans une certaine mesure, offrir un débouché à la production du parc français d'EDF, les incertitudes pesant aujourd'hui sur une augmentation significative des consommations nationales d'électricité sont un facteur de risque sur les trajectoires des prix de marché de l'électricité. De ce point de vue, si l'objectif était atteint, il permettrait aussi d'éviter qu'une demande insuffisante tire les prix de vente vers le bas, alors qu'aucun plancher n'est garanti à EDF.

Toutefois, on peut aussi admettre que l'électrification des usages se développera d'autant plus vite et fortement que les prix de l'électricité seront modérés. En d'autres termes, sauf à considérer que les incitations à l'électrification des usages doivent relever avant tout d'actions publiques, EDF devra nécessairement tenir compte du fait que le développement de ses débouchés en France dépendra aussi des prix qu'il sera en mesure de proposer à ses propres clients, ou du niveau des CfD qu'il pourrait conclure avec l'État (cf. *infra*).

2 - Une réflexion sur le périmètre d'activités du groupe à ordonner aux enjeux de financement du parc de production France

L'intention du groupe dans le cadre d'Ambitions 2035 est de demeurer présent sur tous les champs d'activité de l'énergie « *afin de conserver un niveau suffisant de compétences et d'expertise* » et de « *rester en mesure de tirer parti des évolutions technologiques* ».

Par ailleurs, EDF n'envisage pas l'évaluation comparée des performances économiques et financières des différentes filiales et activités entre elles comme un moyen de dégager des pistes d'évolution de son périmètre d'activités. Selon EDF, « *le pilotage de la performance économique et financière du groupe EDF n'est pas abordé dans une logique comparative* ». EDF considère par ailleurs que les synergies entre activités « *créent indéniablement de la valeur pour EDF et se manifestent sous plusieurs formes : le partage d'expertise et les synergies d'ingénierie, l'élargissement du vivier des compétences et la mobilité des talents, le foisonnement logistique, les synergies commerciales, les ancrages locaux et territoriaux, le développement des services transverses, la R&D, le partage des bonnes pratiques...*

Tout au plus, EDF admet-elle que les activités régulées d'Enedis et de Strasbourg électricité Réseau ne font pas partie des activités produisant d'importantes synergies au sein du groupe.

En ce qui concerne la présence internationale du groupe, elle est selon EDF, « *un relais de croissance* » et apporte « *une diversification des risques avec des contextes économiques, politiques et régulatoires qui peuvent suivre des cycles différents dans plusieurs pays* ». EDF souligne également un effet d'échelle et le maintien et le développement de compétences. Ces derniers arguments ont été repris notamment au sujet des projets nucléaires internationaux. L'APE admet de son côté que « *la poursuite des prospects internationaux a fait sens dans le passé pour limiter les pertes de compétence d'EDF* ». En revanche, elle considère que la relance d'un nouveau programme nucléaire en France remet en cause ce paradigme et suppose dorénavant de « *définir une doctrine permettant une plus grande sélectivité des prospects nucléaires internationaux* » pour « *préserver les capacités industrielles et financières qui doivent être prioritairement dédiées au programme français* ». C'est aussi le sens de la recommandation formulée par la Cour dans son dernier rapport sur la filière EPR, qui invite EDF et l'État à « *s'assurer que tout nouveau projet international dans le domaine du nucléaire soit générateur de gains chiffrés et ne retarde pas le calendrier du programme EPR2 en France* ».

Plus généralement, la DG Trésor rappelle que la contribution d'EDF au financement du programme EPR2 pourrait être augmentée au terme d'une « *revue stratégique de ses investissements, plusieurs fois réclamée au groupe* ». En effet, une revue stratégique des investissements, participations et filiales du groupe devrait pouvoir être menée dès lors que l'ampleur des besoins de financement associés au programme des EPR2 comme au développement des réseaux invite à ordonner l'ensemble de la stratégie du groupe à la réussite de ces programmes.

Enfin, parmi les pistes envisagées par les administrations pour réduire le besoin de financement d'EDF figure également la possibilité, inscrite à l'article D.596-6 du code de l'environnement¹¹⁵, pour EDF de couvrir tout ou partie de ses provisions pour charges nucléaires de long terme (actifs dédiés, cf. *supra*) par des titres de participation dans ses propres filiales ou des créances vis-à-vis de ces dernières. Ainsi, sans avoir à se séparer d'activités qu'il jugerait stratégiques, EDF pourrait dégager une capacité de financement équivalente à la valeur de ces titres par cessions à due concurrence d'actuels actifs dédiés. Cette solution doit toutefois être considérée avec une grande prudence puisque les actifs dédiés ont bien vocation à être cédés le moment venu pour financer les charges de démantèlement ou de gestion et de stockage des combustibles usés ou des déchets radioactifs. Ils doivent par ailleurs engendrer un rendement suffisant sur le long terme pour couvrir la désactualisation des provisions. Prendre le risque d'atténuer, d'une façon ou d'une autre, la portée des principes actuels de sécurisation des charges nucléaires de long terme ne peut en tout état de cause pas s'envisager sans faire l'objet de décisions explicites, préalablement et ouvertement débattues.

¹¹⁵ Il s'agirait d'une dérogation accordée au cas par cas par l'autorité administrative.

C - La contribution des consommateurs français au financement du nouveau parc de production d'EDF

Si les prix de vente de la production d'EDF, en particulier nucléaire, seront déterminants pour la capacité d'autofinancement du groupe et sa trajectoire financière, ces prix sont aussi un motif de préoccupation pour les ménages et les entreprises, et donc pour l'État qui poursuit aussi des objectifs de politique publique associés au pouvoir d'achat et à la compétitivité. C'est à cet égard que les régulations publiques nationales ont jusqu'à présent cherché à faire en sorte que les prix payés par les clients finals reflètent les coûts de production du mix national, et en particulier de sa composante nucléaire. Plus généralement, le niveau des prix de vente de l'électricité aux clients finals peut aussi être considéré comme un facteur déterminant du rythme et de l'ampleur de l'électrification des usages dans le cadre des trajectoires de décarbonation.

Ce sujet a d'ores et déjà cristallisé les oppositions entre EDF et les clients industriels quant à la fixation des termes des CAPN (cf. *supra*), conduisant également à des prises de positions de membres du Gouvernement¹¹⁶ critiquant des prix proposés insuffisamment compétitifs pour l'industrie française. L'accord de novembre 2023 entre l'État et EDF prévoyait du reste une clause de revoyure en fonction de l'avancement de la mise en œuvre de la nouvelle politique commerciale d'EDF et une mission de suivi a été confiée par le gouvernement en avril 2024 à MM. Darmayan et Janes¹¹⁷.

Or, le dispositif législatif du post-Arenh présente la particularité d'avoir abandonné le principe d'une régulation stricte de la production du parc nucléaire au moment d'entrer dans la période d'apparition des besoins de financement liés à la phase de construction du parc d'EPR2, laissant ainsi la possibilité que la vente de la production du parc actuel puisse couvrir significativement plus que ses propres coûts, sans toutefois garantir un tel résultat. Le dispositif du post-Arenh prévoit plus précisément que les recettes du parc nucléaire seront conservées par EDF jusqu'à un prix non seulement égal aux coûts complets de production (garantissant une rémunération des actifs de ce parc au moins au CMPC mais intégrant une composante tenant compte des coûts de construction du parc d'EPR2. En outre, le même dispositif exclut du mécanisme de plafonnement progressif les revenus tirés du mécanisme de capacités. Dans ces conditions, si les prix qu'EDF obtiendra sur la vente de la production du parc actuel, et des certificats de capacités associés, pendant les 15 prochaines années excèdent finalement les coûts complets de production, la marge correspondante pourra bien être considérée comme une contribution des consommateurs actuels d'électricité au financement de la construction des EPR2.

Or, par ailleurs, il est d'ores et déjà prévu, selon les annonces faites à l'issue du CPN du 17 mars dernier, que la vente de la production du futur parc sera régulée à l'aide d'un contrat pour différence d'un prix maximum de 100 €₂₀₂₄/MWh. Le prix d'exercice du CfD devra correspondre aux coûts complets de production du nouveau parc, moyennant un taux de rémunération des capitaux engagés à déterminer par référence à un CMPC.

¹¹⁶ Intervention du ministre de l'économie devant le MEDEF en juin 2024.

¹¹⁷ Le rapport, remis en juin 2024, formule un certain nombre de recommandations, notamment sur le choix des références de CMPC et de coûts de production à prendre en compte dans les négociations.

Si les pouvoirs publics maintiennent leur objectif d'assurer aux clients finals des prix de l'électricité reflétant les coûts de production du mix français, y compris dans le futur, les effets du CfD appliqué au parc EPR2 devraient être répercutés sur les clients finals afin que ceux-ci paient un prix reflétant en particulier le coût de production de ce nouveau parc lorsqu'il entrera en fonctionnement. Dans ces conditions, les modalités de fixation du prix de ce CfD, sa durée et ses conditions d'exercice seront déterminantes pour apprécier la bonne répercussion des coûts de production du mix français aux clients finals. En particulier, si l'on constatait, au moment de la mise en service du parc futur, que la construction de ce dernier a été financée en partie par les consommateurs actuels (par des prix excédant les coûts complets du parc actuel), la question de la prise en compte de cette contribution pour la fixation du prix du CfD du parc futur mèrîterait d'être posée, au même titre que la prise en compte des autres contributions de la collectivité au financement de la construction du parc d'EPR2, dont le prêt bonifié de l'État.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Déjà lesté par une dette financière nette de plus de 53 Md€ fin 2024, EDF fait face à la perspective d'un programme d'investissement dont le montant pourrait atteindre, sous toutes réserves, jusqu'à 460 Md€ sur les années 2025 à 2040, dont la majorité concerne la prolongation et le renouvellement de son parc de production nucléaire en France (plus de 200 Md€ hors aval du cycle et pour un programme de 14 EPR2) et le réseau de distribution d'électricité (100 Md€).

Or, le dispositif de régulation devant prendre la suite de l'Arenh en 2026 n'apporte pas de prévisibilité sur les niveaux de revenus qu'EDF pourra tirer du parc nucléaire existant, et plus généralement de son parc de production hors EnR, sur ces 15 prochaines années. Du reste, étant donné l'ampleur du programme d'investissement prévu, l'option d'un CfD sur le parc nucléaire existant, nécessairement à un prix calé sur les coûts de production, n'aurait pas permis de le financer en conservant une trajectoire d'endettement soutenable.

Si les décisions annoncées à l'issue du CPN du 17 mars 2025 permettent de limiter le besoin pour EDF de s'adresser au marché pour financer son programme, elles ne résolvent pas à elles seules la question de la trajectoire d'endettement et de la dégradation probable des ratios financiers du groupe. À cet égard, il apparaît donc nécessaire de préciser dès à présent la politique de dividende qui sera désormais suivie, notamment sur la période de construction des EPR2, dans la mesure où elle a quant à elle un impact direct sur la trajectoire d'endettement d'EDF, et de fixer également les modalités de partage des risques entre EDF et l'État en cas de dérive des coûts et délais du programme ou de tout aléa affectant la construction puis l'exploitation du nouveau parc.

EDF doit de son côté mettre en œuvre tous les leviers à sa main pour favoriser le financement prioritaire des investissements dans ses parcs de production en France. Si le projet d'entreprise adopté en 2024 est bien tendu vers la génération de cashflow et la limitation des investissements en fonds propre sur un certain nombre d'activités, un travail systématique de revue stratégique des investissements, incluant participations et filiales du groupe, apparaît indispensable pour pouvoir, si la situation financière le nécessitait, arbitrer des opérations de cessions le moment venu.

Enfin, les pouvoirs publics ont jusqu'à présent cherché à faire en sorte que les prix payés par les clients finals reflètent les coûts de production du mix national. Or, les espoirs d'autofinancement du programme de construction des EPR2 reposent sur la possibilité que les prix de vente de la production du parc existant soient suffisamment élevés, y compris en excès de son coût complet de production, ce qui conduirait les consommateurs actuels à contribuer dès à présent au financement de la construction du parc futur. Par ailleurs, le parc futur fera l'objet d'un contrat pour différence (CfD), donnant à EDF de la visibilité sur la couverture des coûts de production de ce parc. Dans ces conditions, les modalités de fixation du prix de ce CfD, sa durée et ses conditions d'exercice seront déterminantes pour apprécier la bonne répercussion des coûts de production du mix français aux clients final.

Dans ce contexte, la Cour formule les recommandations suivantes :

2. *fixer préalablement à la décision finale d'investissement du programme des EPR2 les modalités de partage des risques entre l'État et EDF (APE, DGEC, 2025) ;*
 3. *préciser la politique de dividendes qui sera appliquée à EDF (APE, 2025) ;*
 4. *procéder à une revue stratégique des investissements, participations et filiales du groupe EDF (EDF, 2025).*
-

Liste des abréviations

AIE	Aide exceptionnelle à l'investissement
APE	Agence des participations de l'État
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
BAR	Base d'actifs régulés
BFR	Besoin en fonds de roulement
CAPEX	Dépenses d'investissement
CAPN	Contrat d'allocation de production nucléaire
CfD	Contrat pour différence
CMPC	Coût moyen pondéré du capital
CPN	Conseil de politique nucléaire
CRCP	Compte de régularisation des charges et des produits
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Charges de service public de l'énergie
DEA	Dette économique ajustée
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DOOAT	Direction de l'optimisation amont aval et du <i>trading</i>
DVAS	Développement vente d'actifs structurés
EBITDA	<i>Earning before interests, taxes, depreciations and amortizations</i>
EDF	Électricité de France
EFN	Endettement financier net
EPR	<i>European pressurized reactor</i>
IEC	Immobilisations en cours
IEG	Industries électriques et gazières
IFRS	<i>International financial reporting standards</i>
HPC	Hinkley Point C
OA	Obligation d'achat
OPEX	Dépenses d'exploitation
PPA	<i>Power purchase agreement</i>
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
REMIT	Règlement européen relatif à l'intégrité et la transparence de marché de gros de l'énergie
ROA	<i>Return on assets</i>
ROCE	<i>Return on capital employed</i>
RTE	Réseau de transport d'électricité
SPV	<i>Special Purpose Vehicle</i> ou société de projet
TRI	Taux de rendement interne
TRV	Tarif réglementé de vente
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
ZNI	Zone non interconnectée

Annexes

Annexe n° 1 : courrier du Premier président au Président de la commission des finances de l'Assemblée nationale	119
Annexe n° 2 : glossaire des indicateurs financiers	121
Annexe n° 3 : la segmentation opérationnelle des activités du groupe et le suivi par EDF de leurs performances financières	123
Annexe n° 4 : comparaisons avec les principaux électro-gaziers européens	125
Annexe n° 5 : l'appréciation portée par les agences de notation.....	127
Annexe n° 6 : la simulation des trajectoires financières 2025-2040	129

Annexe n° 1 : courrier du Premier président au Président de la commission des finances de l'Assemblée nationale

Cour des comptes



Le Premier président

Le 12 MARS 2025

CL Monsieur le Président,

Par lettre du 10 octobre 2024, vous m'avez saisi du souhait de la commission des finances de confier à la Cour des comptes, en vertu du 2^e de l'article 58 de la loi organique n°2001-692 du 1^{er} août 2001 relative aux lois de finances, une enquête sur le modèle économique du groupe EDF.

En réponse, je vous indique que la Cour est en mesure de réaliser cette enquête, qui sera confiée à la deuxième chambre, présidée par Mme Inès-Claire MERCEREAU.

M. Éric ALLAIN, président de la section énergie de la deuxième chambre, ainsi que l'équipe chargée de cette enquête, ont rencontré le 27 février dernier M. David AMIEL, membre de la commission des finances désigné rapporteur pour avis sur cette enquête.

À la suite de cet échange, je puis vous confirmer que la Cour s'attachera à l'examen des grandes évolutions économiques et financières du groupe EDF sur les dix dernières années, ce qui permettra d'éclairer les caractéristiques de son modèle économique ainsi que ses enjeux liés aux besoins d'investissements du groupe, notamment pour prolonger et renouveler le parc nucléaire, ainsi que développer les réseaux électriques.

Le rapport de la Cour portera sur l'ensemble du périmètre du groupe EDF tant en France qu'à l'étranger. Il s'efforcera d'analyser l'apport de chacune des principales activités du groupe aux résultats financiers d'EDF, en tenant également compte des effets des dispositions juridiques applicables à l'entreprise, notamment pour ses activités en France. Sont ici visés entre autres les missions de service public incomptant à EDF, la régulation de la vente de la production d'origine nucléaire, la fourniture des tarifs réglementés de vente, mais aussi les obligations de fin de cycle nucléaire ou encore le statut des industries électriques et gazières. Des comparaisons internationales pourront être utilisées, dans la limite de l'existence de situations comparables à celle d'EDF sur ses secteurs d'activité, notamment nucléaires.

Monsieur Éric COQUEREL
Président de la commission des finances
Assemblée nationale
126, rue de l'Université
75355 PARIS 07 SP

1/2

13, rue Cambon 75100 PARIS CEDEX 01 T +33 1 42 98 95 00 www.ccomptes.fr

À partir des dernières décisions prises par l'État (relance d'un programme nucléaire, acquisition de la totalité du capital d'EDF, régulation post-ARENH, etc.), le rapport étudiera les différents leviers, à la main de l'entreprise elle-même ou de l'État, et les variables susceptibles d'assurer une trajectoire financière soutenable pour EDF, en veillant autant que possible à qualifier leurs impacts sur les consommateurs d'électricité et sur les finances publiques.

Sous la supervision de la présidente de la deuxième chambre et du président de la section Energie qui assurera également le contre-rapport, l'enquête sera réalisée par M. Vincent RICHARD, conseiller maître, M. Romain GAREAU, conseiller référendaire, et M. François-Emmanuel LACASSAGNE, auditeur.

Il a été convenu que l'équipe rencontrera à nouveau M. AMIEL au cours de la première quinzaine du mois de mai pour effectuer un point d'étape. Le rapport vous sera transmis au début du mois septembre 2025.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de ma considération distinguée.



Pierre MOSCOVICI

Annexe n° 2 : glossaire des indicateurs financiers

Terme	Définition
Ebitda et Ebitda <i>cash</i>	<i>Earning before interest, taxes, depreciation and amortization</i> , solde intermédiaire de gestion utilisé dans la communication financière d'EDF pour mesurer la performance d'exploitation, indépendamment du cadre fiscal et des aspects capitalistiques. Il se distingue normalement de l'excédent brut d'exploitation (EBE) notamment par la prise en compte des dotations aux provisions d'exploitation. Les données d'Ebitda utilisées par EDF correspondent toutefois aux données d'EBE des comptes consolidés. L'Ebitda <i>cash</i> ne conserve que les éléments ayant un impact sur les encaissements et décaissements et sur la trésorerie (principalement des dotations et reprises de provisions).
EFN	L'endettement financier net (EFN) correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides.
Coût moyen pondéré du capital (CMPC)	Le coût moyen pondéré du capital (<i>weighted Average cost of capital</i> ou WACC en anglais) correspond au coût global des ressources financières mobilisées, pondéré en fonction de la part relative de chaque source de financement (fonds propres et dettes essentiellement).
Taux de rendement interne (TRI)	Le taux de rendement interne correspond au taux d'actualisation qui annule la valeur actualisée nette d'un projet, c'est-à-dire le taux auquel les flux de trésorerie futurs d'un projet sont exactement égaux au coût initial de l'investissement. Le niveau de TRI peut être comparé au CMPC : s'il lui est supérieur, le projet crée de la valeur, sinon les bénéfices tirés de l'investissement ne permettent pas de compenser leur coût, y compris leur coût d'opportunité.
Besoin en fonds de roulement (BFR)	Le besoin en fonds de roulement mesure le besoin de financement à court terme d'une entreprise pour couvrir le décalage entre les encaissements et les décaissements liés à l'activité courante (achats, ventes, stock, etc.). Le BFR est égal à la somme des stocks et des créances clients auxquels les dettes fournisseurs sont retranchées. La variation de BFR se traduit par un impact concret en termes de trésorerie. Une variation positive induit un flux de trésorerie négatif, et inversement.
Goodwill	Le goodwill correspond à l'écart entre le prix d'acquisition d'une entreprise et sa valeur comptable ; cet écart peut être lié à la notoriété de la marque, à un savoir, à des synergies espérées, etc.
<i>Cashflow</i> opérationnel et <i>cashflow</i> opérationnel attribuable	Le <i>cashflow</i> opérationnel utilisé par la Cour correspond aux flux de trésorerie hors investissement (flux liés aux opérations d'exploitation) mais après frais financiers et impôt sur le résultat. Le <i>cashflow</i> opérationnel attribuable à chaque secteur opérationnel, tel qu'utilisé par la Cour, ne prend en revanche pas en compte les frais financiers ni l'impôt sur le résultat car EDF pratique l'intégration fiscale au périmètre de ses activités en France et a par ailleurs une gestion centralisée de la dette du groupe et du partage dettes/fonds propres entre filiales. Il correspond en pratique à l'Ebitda <i>cash</i> et à la variation de BFR du secteur.

Terme	Définition
<i>Cashflow</i> et <i>Cashflow attribuable</i>	<p>Le <i>cashflow</i> à l'échelle du groupe (ou <i>cashflow groupe</i>) intègre au <i>cashflow</i> opérationnel les investissements nets, les dividendes versés en numéraire et les cessions d'actifs.</p> <p>Le <i>cashflow</i> attribuable à chaque secteur opérationnel, tel qu'utilisé par la Cour, déduit du <i>cashflow</i> opérationnel attribuable les investissements nets du secteur.</p>
ROCE	Le ROCE (pour <i>Return on capital employed</i>) correspond au rendement du capital employé évalué comme le rapport entre le résultat opérationnel (Ebit) et le capital investi (capitaux propres et endettement financier net).
ROA	Le ROA (pour <i>Return on assets</i>) mesure la rentabilité des immobilisations d'une entreprise. Cet indicateur correspond au rapport entre le résultat opérationnel et la valeur de l'actif productif (<i>goodwill</i> et immobilisations corporelles et incorporelles).
Comptes contributifs	<p>Les comptes contributifs rendent compte de la contribution des différentes entités – en l'espèce ici des secteurs opérationnels du groupe – à l'activité globale du groupe (chiffre d'affaires, Ebitda, résultat net, etc.). Ces comptes neutralisent les transactions internes au groupe et répartissent les éléments de bilan (actifs et passifs) entre ces entités.</p> <p>Il s'agit des comptes de résultats et de bilan, ainsi que des tableaux de flux de trésorerie, établis par EDF pour chaque secteur opérationnel. Les opérations intra-groupes y sont neutralisées.</p> <p>Ils se distinguent des comptes dits « aux bornes » qui correspondent aux comptes des entités incluant ces flux.</p>

Annexe n° 3 : la segmentation opérationnelle des activités du groupe et le suivi par EDF de leurs performances financières

La segmentation des activités pour les reportings comptables et de performance économique et financière

EDF a retenu une segmentation en 9 secteurs opérationnels, dont la structuration a peu évolué ces dernières années (création d'un secteur « Framatome » lors de l'acquisition de cette entreprise par le groupe en 2017, devenu « Industrie et services » avec l'acquisition d'Arabelle solutions en 2024). Ces secteurs ne correspondent pas à la structure capitalistique du groupe en filiales :

- France – activités de production et de commercialisation : elle regroupe des activités opérées par EDF SA, au sein notamment des directions supervisant l'exploitation des parcs nucléaire, thermique et hydraulique ou de la direction commerce, mais aussi par des filiales dépendant d'EDEV et positionnées sur la fourniture de services énergétiques divers (Agrecio, E2M, Izi solutions, Izivia, etc.) ou encore les services de démantèlement nucléaires (Cyclife) ;
- France – activités régulées : elle regroupe les filiales Enedis (réseau de distribution en métropole), Électricité de Strasbourg (production, commercialisation et réseau de distribution local) et les activités insulaires de production (filiale PEI) et de distribution (SEI, entité au sein de EDF SA) ;
- Industrie et Services : il regroupe les filiales Framatome et Arabelle solutions, équipementiers des centrales nucléaires ;
- Royaume-Uni : il regroupe les activités d'EDF Energy et de toutes ses filiales (dont celles en charge de la construction des EPR d'Hinkley Point C et de Sizewell C), dans les secteurs de la production et de la commercialisation d'électricité ; en revanche, il ne couvre pas les activités opérées au Royaume-Uni par EDF Renouvelables ou par Dalkia ;
- Italie : il regroupe les activités d'Edison et de TdE SpA;
- Autres internationales : il regroupe les activités des filiales opérant en Belgique sous la holding EDF Belgium mais aussi les activités développées par le groupe dans tous les autres pays, supervisées par la direction internationale d'EDF SA et sa filiale EDF International, à l'exception des activités d'EDF Renouvelables, filiale opérant pourtant pour l'essentiel à l'étranger (cf. *infra*) ;
- EDF Renouvelables : il regroupe toutes les activités de la filière éponyme, en France comme à l'étranger ;
- Dalkia : secteur qui recoupe le champ d'activité de cette filiale en France et à l'étranger ;
- Autres métiers : comme son nom l'indique, ce secteur regroupe l'ensemble des activités non réparties dans les autres secteurs : parmi celles-ci se distingue EDF trading, qui forme l'essentiel de l'Ebitda du secteur.

La segmentation entre secteurs s'est affinée depuis 2015 : en 2016, le secteur « France » a été scindé entre les secteurs actuels « France – activités de production et de commercialisation » et « France – activités régulées » ; en 2018, les secteurs « EDF Renouvelables » et « Dalkia » ont été identifiés alors qu'ils étaient précédemment fondus dans les « Autres métiers ».

Les indicateurs de performance utilisés

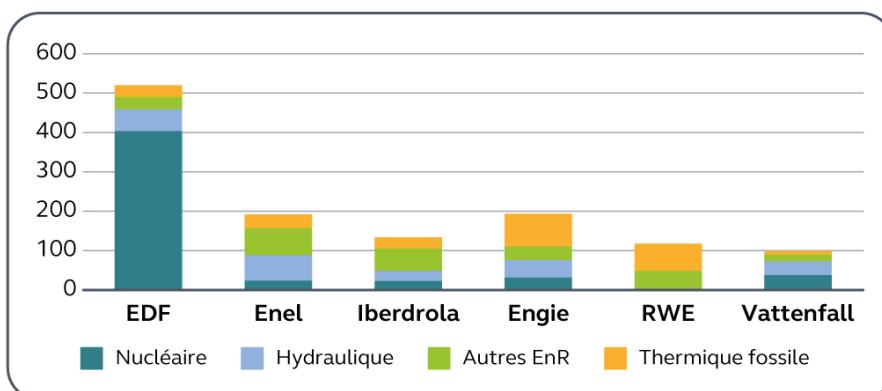
Au-delà des comptes contributifs produits chaque année, qui fournissent des comptes de résultats, bilans et tableaux de flux de trésorerie par secteur opérationnel, mais dont le détail relève dans certains cas de calculs très conventionnels (en particulier au passif des bilans), la direction financière organise régulièrement des revues de performances par secteur ou par *business unit* (BU) au sein de certains secteurs. Le secteur production-commercialisation France est ainsi découpé en au moins six BU (direction du parc nucléaire technique, direction optimisation amont/aval et trading, EDF Hydro, direction transformation et efficacité opérationnelle, direction commerce, direction ingénierie des projets nouveau nucléaire).

Les revues de performances se fondent sur des tableaux de bord présentant des indicateurs à la fois opérationnels et financiers. Pour autant, le format de ces tableaux de bord, et la liste des indicateurs évolue dans le temps et n'assurent pas une continuité d'analyse sur longue période. Ainsi, les revues de performance en 2024 ont déployé les nouveaux indicateurs transversaux définis par le nouveau projet d'entreprise, notamment l'Ebitda *cash* moins des investissements nets ; en revanche, elles ne font plus apparaître de calcul systématique de retour sur capitaux engagés (ROCE).

Annexe n° 4 : comparaisons avec les principaux électro-gaziers européens

Le groupe EDF se démarque des principaux autres énergéticiens européens par la part prépondérante qu'occupe le parc nucléaire dans la production d'électricité, et donc dans le chiffre d'affaires et l'Ebitda. Symétriquement, la part de production d'origine fossile (gaz, charbon et fioul), mais aussi son volume en valeur absolue, sont plus faibles chez EDF que chez la plupart de ses homologues. Enfin, la production d'origine EnR, hors hydraulique, restait en 2024 plus faible en proportion chez EDF que chez ses concurrents.

Graphique n° 40 : production électrique par filière en 2024 (en TWh)



Source : Cour des comptes d'après données publiques des exploitants

Le poids du parc nucléaire marque également la composition mais aussi le niveau en valeur absolue des investissements annuels d'EDF par rapport à ses homologues.

Tableau n° 32 : Capex 2023 des 8 plus gros investisseurs (Md€)

EDF	Enel	Iberdrola	Engie	E.ON	EPH	RWE	Orsted
21,0	12,8	7,9	7,3	6,0	5,4	5,1	5,1

Source : Watt's Next

La faible part relative des moyens thermiques fossiles permet à EDF d'afficher une intensité carbone de sa production encore nettement plus basse que ses concurrents.

Tableau n° 33 : intensités carbone comparées

	EDF	Enel	Engie	RWE	Vattenfall
Intensité carbone de la production d'électricité (gCO ₂ /kWh)	30	160 (2023)	106,8	334	< 50

Sources : rapports annuels des sociétés

En termes de parts de marché dans le pays d'implantation principal, EDF en France affiche la position la plus dominante par rapport aux principaux autres pays européens.

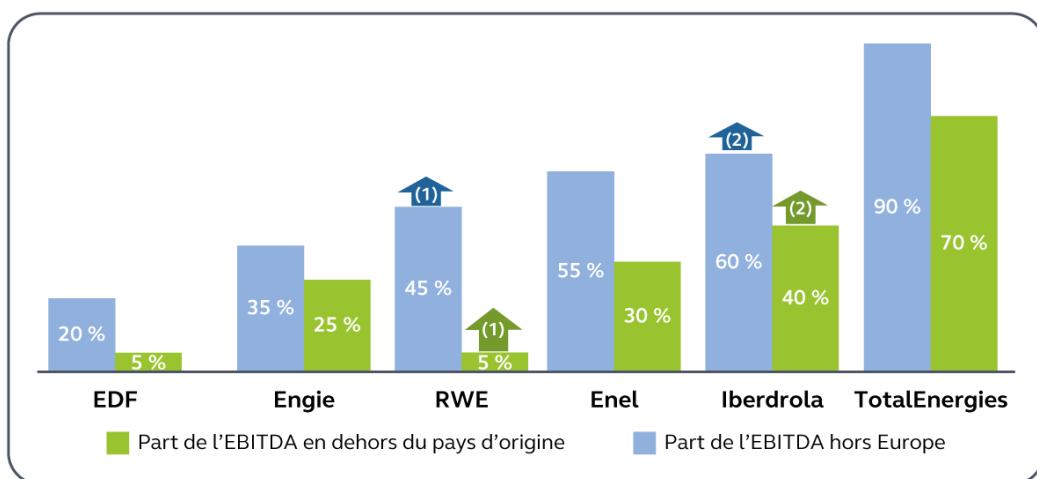
Tableau n° 34 : parts de marché du principal acteur sur les marchés nationaux de la production et de la fourniture d'électricité

	Part de marché du principal producteur	Part de marché du principal fournisseur
France	72,5 % (EDF)	54,6 % (EDF)
Allemagne	24,4 %	n.d.
Belgique	51,8 %	47,2 %
Italie	18,0 %	36,0 %
Espagne	18,6 %	29,6 %
Suède	19,0 %	14,8 %
Danemark	27,1 %	n.d.
Pays-Bas	n.d.	n.d.
Portugal	23,5 %	39,4 %
Grèce	38,6 %	57,5 %
Irlande	38,0 %	53,6 %

Source : Eurostat

Symétriquement, EDF, malgré sa diversification internationale, assure à l'étranger, et en particulier hors Europe, une part de son Ebitda moindre que ses principaux concurrents.

Graphique n° 41 : présence internationale (données 2021)



Source : EDF

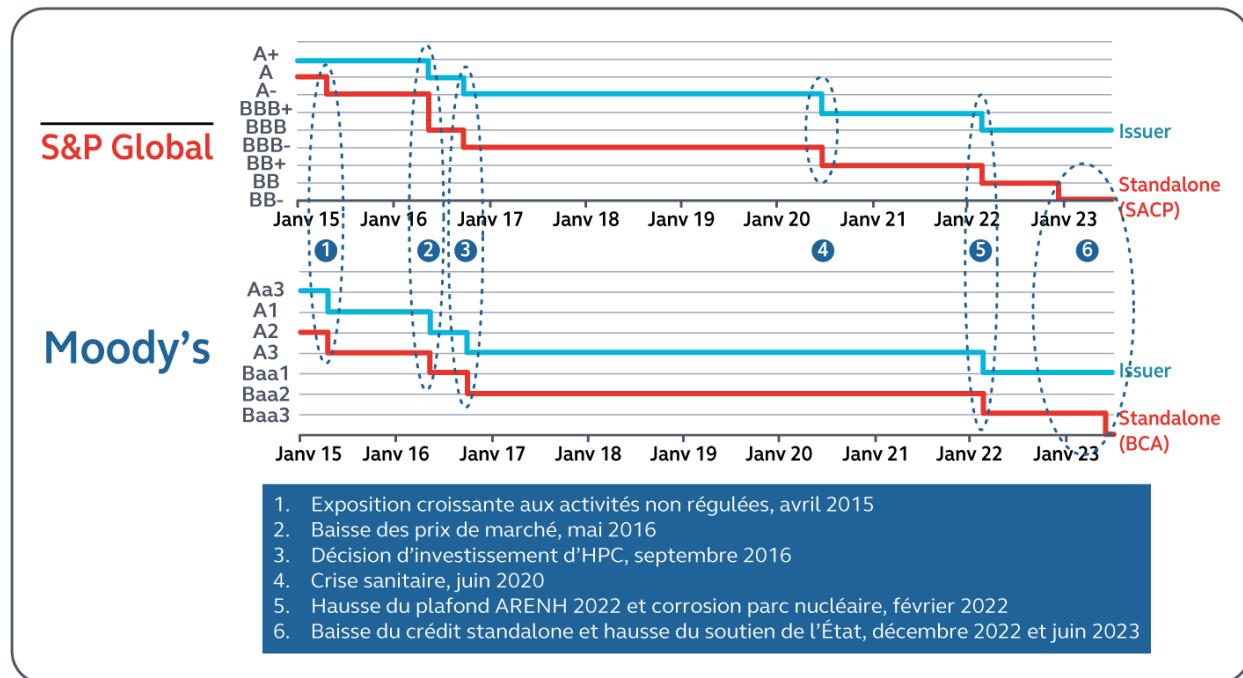
(1) RWE : acquisition annoncée des activités renouvelables de Con Edison Clean Energy (USA) pour un montant de 7 Md€.

(2) Iberdrola : acquisition en cours de PNM Resources (USA) pour un montant de 9 Md€.

Annexe n° 5 : l'appréciation portée par les agences de notation

En dix ans, depuis janvier 2015, la notation *Standalone* (hors prise en compte du soutien de l'État) d'EDF a reculé de 7 crans pour S&P et de 5 crans pour Moody's. Plus de la moitié du chemin s'est opéré dès 2017, quand la baisse des prix de gros de l'électricité a mis en lumière le caractère asymétrique de la régulation Arenh et l'exposition du chiffre d'affaires d'EDF aux baisses de prix de marché. Le problème de la corrosion sous contrainte a également pesé en 2022-2023.

Graphique n° 42 : évolution des notes d'EDF par S&P et Moody's



Source : EDF

Néanmoins, depuis fin 2022, le soutien implicite de l'État permet à la notation *Issuer* d'EDF de se maintenir à BBB chez S&P et Baa1 chez Moody's, préservant ainsi le statut d'*investment grade*¹¹⁸ pour les emprunts émis par le groupe, alors que les notes *Standalone* attribuées par ces deux agences ont été abaissées d'un cran.

La note *Issuer* attribuée par Moody's a été confirmée en juin 2024 puis en janvier 2025, assortie d'une perspective stable, sur la base des forces et faiblesses identifiées par l'agence (cf. *infra*). S&P a quant à lui confirmé également la note de BBB en juillet 2024, avec cette fois une perspective positive, tablant sur le maintien d'un niveau élevé d'Ebitda sur les prochaines années grâce au redressement de la production du parc nucléaire français. Inversement, Fitch, tout en maintenant la note *Issuer* d'EDF à BBB+, l'a assortie d'une perspective négative en janvier 2025, en raison des risques pesant sur la note souveraine de l'État français, toutes choses égales par ailleurs s'agissant du degré de soutien apporté à EDF.

¹¹⁸ Pour des notations inférieures les obligations d'entreprises passent dans la catégorie « spéculative » et les investisseurs demandent de plus forts rendements, alourdisant ainsi le coût de la dette.

Fitch considère que la fin de l'Arenh et l'accord de fin 2023 entre EDF et l'État sur les modalités de ventes de la production nucléaire à partir de 2026 présente un avantage pour EDF. Selon Fitch, EDF présente un profil plus fragile qu'Enel, Iberdrola ou Engie en raison d'une part d'une plus faible proportion d'Ebitda régulé ou contractualisé (part estimée à 30 % pour EDF) et, d'autre part, de risques plus élevés sur son programme d'investissement et de perspectives de *cashflow* libre (FCF) négatifs sur les prochaines années. Le seuil de dégradation de la note *standalone* d'EDF de deux crans est estimé à 4,7x en termes de ratio FFO/dette.

Pour Moody's, les atouts d'EDF résident dans sa position solide sur l'ensemble de la chaîne de valeur du marché français de l'électricité, sur les revenus stables des activités régulées en France et des activités d'EDF renouvelables, mais dans la diversification géographique liée à la présence significative au Royaume-Uni et en Italie. Ces atouts sont tempérés par l'exposition d'un parc de production à forts coûts fixes à la volatilité des prix de l'électricité en France et au Royaume-Uni, ainsi que par l'ampleur et les risques du programme d'investissements d'EDF dans des projets nucléaires au Royaume-Uni et en France. L'agence de notation pointe aussi les risques du vieillissement du parc nucléaire existant sur les coûts et délais de maintenance et donc sur la disponibilité de ce parc. Elle mentionne enfin le risque d'intervention et de régulation publique associé aux politiques en faveur du pouvoir d'achat et de la compétitivité, susceptible de contrarier les intérêts économiques d'EDF.

Pour S&P, c'est aussi la part d'activités régulées dans les réseaux et la taille du parc de production en France et en Europe et son caractère essentiellement décarboné, mais aussi le développement des capacités éoliennes et solaires, qui constituent les principales forces du modèle d'affaires d'EDF. L'agence pointe toutefois les risques sur la filière nucléaire : disponibilité du parc existant, projets en cours de construction et incertitudes (vu depuis juillet 2024) sur le financement du nouveau nucléaire français.

Annexe n° 6 : la simulation des trajectoires financières 2025-2040

La Cour s'est fondée sur une trajectoire établie par EDF en 2023 et fournie à l'APE, correspondant à un certain scénario de prix (ruban en euros courants : moins de 60 €/MWh jusqu'en 2029 et des prix progressant de 99 à 118 €/MWh entre 2030 et 2040) et à l'hypothèse d'une absence de dividendes versés à l'État sur toute la période et d'une avance remboursable pour le financement du NNF à partir de 2026, cumulant 61 Md€ fin 2040.

Tableau n° 35 : trajectoire de base servant aux simulations

	2030	2035	2040
<i>Prix ruban (€courant/MWh)</i>	99	111	118
<i>Ebitda (Md€)</i>	38,0	46,1	51,8
<i>EFN fin d'année (Md€)</i>	77,6	47,3	- 10,3
<i>Ratio EFN/Ebitda</i>	2,0 x	1,0 x	- 0,2 x

Source : données EDF non publiques transmises à l'APE

La Cour a procédé à la simulation de différents scénarios en différence à cette trajectoire. Les scénarios portent sur les prix, la politique de dividende, l'absence d'avance remboursable et la mise en place d'un prêt bonifié. Dans chaque scénario, l'Ebitda a été recalculé en fonction des différences de prix (moyennant les facteurs de forme et l'effet du plafonnement introduit par la LFI 2025), les résultats nets et les *cashflows* ont été recalculés en conséquence, avec des hypothèses sur les taux d'intérêts de la dette sur la période (4,9 % nominal) et le taux d'imposition des bénéfices (25,8 %).

Ainsi, pour un scénario de prix à 50 ou 70 €₂₀₂₂/MWh à partir de 2030, avec des dividendes prélevés pour 50 % du résultat et sans avance ni prêt bonifié, la trajectoire obtenue correspond aux données suivantes :

Tableau n° 36 : trajectoires simulées à 50 €₂₀₂₂/MWh

	2030	2035	2040
<i>Prix ruban (€courant/MWh)</i>	60	66	73
<i>Ebitda (Md€)</i>	25,5	31,7	37,1
<i>EFN fin d'année (Md€)</i>	125,7	186,8	243,2
<i>Ratio EFN/Ebitda</i>	4,9 x	5,9 x	6,5 x

Source : calculs Cour des comptes

Tableau n° 37 : trajectoires simulées à 70 €_{2022/MWh}

	2030	2035	2040
<i>Prix ruban (€_{courant/MWh})</i>	85	93	102
<i>Ebitda (Md€)</i>	34,5	41,9	48,3
<i>EFN fin d'année (Md€)</i>	119,0	160,2	192,6
<i>Ratio EFN/Ebitda</i>	3,4 x	3,8 x	4,0 x

Source : calculs Cour des comptes

Pour le scénario d'un prix à 70 €_{2022/MWh} à partir de 2030, avec des dividendes prélevés pour 50 % du résultat et un prêt bonifié à 50 % sur la moitié du coût de construction de 14 EPR2, la trajectoire obtenue correspond aux données suivantes :

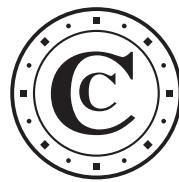
	2030	2035	2040
<i>Prix ruban (€_{courant/MWh})</i>	85	93	102
<i>Ebitda (Md€)</i>	34,5	41,9	48,3
<i>EFN fin d'année (Md€)</i>	118,8	159,2	189,6
<i>Ratio EFN/Ebitda</i>	3,4 x	3,8 x	3,9 x

Source : calculs Cour des comptes

En ne prélevant aucun dividende sur la période, la trajectoire devient :

	2030	2035	2040
<i>Prix ruban (€_{courant/MWh})</i>	85	93	102
<i>Ebitda (Md€)</i>	34,5	41,9	48,3
<i>EFN fin d'année (Md€)</i>	101,3	112,7	104,3
<i>Ratio EFN/Ebitda</i>	2,9 x	2,7 x	2,1 x

Source : calculs Cour des comptes



Dans le cadre de sa mission d'assistance au Parlement, en application du 2° de l'article 58 de la loi organique relative aux lois de finances du 1^{er} août 2001 et de l'article L. 132-5 du code des juridictions financières, la Cour des comptes réalise toute enquête demandée par les commissions chargées des finances, de l'Assemblée nationale et du Sénat, sur la gestion des services ou organismes soumis à son contrôle ou à celui des chambres régionales ou territoriales des comptes.

Cour des comptes
13, rue Cambon
75100 Paris Cedex 01
Tél. : 01 42 98 95 00
www.ccomptes.fr