

Résultats semestriels 2025

Jeudi 24 juillet 2025

Bonjour à toutes et tous et bienvenue à cette présentation des résultats du premier semestre 2025 du groupe EDF. Je suis avec Nathalie Pivet, directrice exécutive Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance et Bernard Fontana, Président-Directeur général d'EDF. Donc je vous propose tout de suite de vous donner la parole.

Bernard Fontana, Président-Directeur général, EDF

Bonjour et merci également pour votre présence et bienvenue également à cette présentation des résultats du premier semestre 2025 du groupe EDF. Nathalie Pivet, la directrice exécutive Groupe en charge de la Direction Performance, Impact, Investissement et Finance, va vous présenter dans le détail les résultats financiers. Je vais d'abord mettre en lumière les principaux indicateurs de notre performance et revenir sur les faits marquants de ce premier semestre 2025.

Sûreté, santé et sécurité, priorités n°1 du groupe EDF

Je commence cette présentation par la priorité numéro un du groupe EDF : la sûreté nucléaire. Nous mesurons les événements INES de niveau un et plus par réacteur, ils sont à 1,04 par réacteur contre 1,09 l'an dernier. C'est un point de priorité numéro un et de vigilance pour chacun d'entre nous.

Pour la sécurité des salariés, des prestataires, des sous-traitants qui œuvrent chaque jour dans nos installations, nous suivons ce qu'on appelle LTIR (Lost Time Incident Rate), c'est-à-dire le nombre d'accidents de travail en service liés à l'activité professionnelle par millions d'heures travaillées : nous sommes stables à 1,7 sur 12 mois glissants et notre ambition, c'est le zéro accident, quel qu'il soit.

Nous mettons également en avant l'absentéisme : notre absentéisme est plus bas que celui de la moyenne de la France qui a été publié récemment, mais c'est pour moi un sujet de travail. Nous sommes à une moyenne de 8,3 jours par salarié, mais c'est un sujet où nous pouvons continuer à progresser et en liaison avec nos partenaires sociaux et nos managers et l'ensemble de nos salariés.

Alors, dans ces domaines de sûreté, sécurité et de santé, nous pouvons toujours faire mieux. Jean Casabianca, qui est notre inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection, va nous proposer une organisation qui regrouperait la sûreté nucléaire, la sûreté hydraulique, la santé et la sécurité et qui me serait directement rattachée.

Lead time : démarche en cours de déploiement

Sûreté, sécurité, santé, et bien sûr aussi se mobiliser sur la qualité et le lead time. Le lead time c'est le temps de cycle, c'est à dire le temps de réalisation d'une opération ou d'un process fonctionnel. Les progrès de lead time sont à la source de gains importants en temps mais aussi en coût. Il ne s'agit pas de demander à nos collègues des cadences infernales mais nous sommes souvent arrêtés, nous attendons, nous avons des interfaces complexes, et c'est ça

que nous voulons aller chercher. Les démarches de ce type sont déployées au sein du Groupe et vont se poursuivre et s'intensifier.

Quelques exemples :

- Dans la production nucléaire, grâce au programme START 2025, qui a pour objectif d'augmenter l'efficacité des programmes de maintenance dans le contexte du Grand Carénage, le parc a connu 13 arrêts plus courts que prévu sur les 22 programmés du premier semestre. Les améliorations des arrêts de tranches ont permis de générer 6,6 TWh de plus par rapport au premier semestre 2024, et nous allons poursuivre ce programme afin de continuer à augmenter la disponibilité du parc nucléaire.
- Dans le programme EPR2, nous avons signé, le 7 juillet, un pack de performance avec les membres du GIFEN, qui est le Groupement des Industriels Français de l'Energie Nucléaire. Là encore, l'objectif, c'est de mettre en œuvre des méthodes qui nous permettent d'atteindre des objectifs de performance, de sûreté, de sécurité, de qualité et de délai du programme EPR2. Ainsi, déjà, il y a une surveillance optimisée de 113 usines avec des gains de 30 % de lead time, et pour moi, c'est juste un début parce que nous avons des marges de manœuvre importantes.
- Si je prends l'exemple de Framatome, 80 % des traitements des non-conformités sont faits en boucle courte à Saint-Marcel et on passe ainsi de 38 à 6 jours pour traiter ces sujets.
- L'hydraulique, il y a aussi pas mal d'exemples dans l'ingénierie ou également sur le terrain avec des tests de capteurs et des mesures d'auscultation des barrages qui permettraient de gagner un à trois jours-homme par mois dans les interventions.
- Le commerce, c'est un sujet aussi où les équipes se sont attachées à réduire encore les délais de réponse aux clients.
- Au UK, donc chez EDF Energy, il y a un doublement du nombre de clients de détail servis par nos conseillers tout en améliorant la satisfaction des clients grâce à des nouvelles méthodes de travail. Les conseillers sont maintenant soutenus par une nouvelle plateforme de gestion de la relation client.

Donc, lead time, je vous donnais quelques exemples et c'est quelque chose qui a vocation à s'amplifier dans le groupe EDF.

Le groupe EDF au service de la souveraineté énergétique et industrielle

Il me paraît également important de rappeler que le groupe travaille au service de la souveraineté industrielle.

L'électricité a un rôle à jouer pour la réindustrialisation du pays. Et chez EDF, nous sommes mobilisés pour assurer une fourniture d'électricité fiable, décarbonée et compétitive à tous nos clients et en particulier aux industriels. Ainsi, la politique commerciale déployée depuis fin 2023 permet à nos clients de disposer d'une palette de solutions pour leur permettre de répondre à leurs besoins et sécuriser leur approvisionnement sur des horizons moyens et long terme.

Sur les ordres de fourniture de moyen terme, c'est-à-dire 4 et 5 ans, nous avons contractualisé avec plus de 12 000 entreprises dans des secteurs variés, ceci depuis fin 2023. Ces contractualisations représentent 22 TWh annuels à horizon 2028, 16 TWh annuels à horizon 2029 et 2 TWh pour 2030. L'industrie représente 60 % de ce volume. Et dès le début de leur mise en vente, les industriels ont signé des offres de moyen terme en premier lieu dans

l'agroalimentaire, puis la fabrication de produits métalliques et plastiques. Les entreprises de branches électro-intensives sont également bien représentées dans les signatures avec, à date, près de 6 TWh par an.

Depuis 2025, nous commercialisons des offres de moyen terme à des plus petites entreprises, ce sont des sites en dessous de 250 kVA, qui ont mené au triplement des signatures sur le premier semestre 2025 par rapport au premier semestre 2024. À titre d'illustration, près d'un millier de boulangers et de pâtisseries ont souscrit une offre de moyen terme auprès d'EDF qui leur permet de sécuriser leur prix à horizon 4 ou 5 ans.

Pour les contrats de long terme, nous avons signé à date 2 contrats d'allocation de production nucléaire et 12 lettres d'intention pour près de 16 TWh annuels.

Très récemment, un contrat signé avec Aluminium Dunkerque, le plus grand site industriel de consommation d'électricité en France, et deux protocoles d'accord d'approvisionnement en électricité pour 10 ans, signés avec les chimistes Arkema et Kem One. La combinaison de ces offres permet à une large palette d'entreprises de bénéficier de l'attractivité de l'électricité française. Les échanges se poursuivent, bien sûr, avec des entreprises de toute taille pour leur permettre de sécuriser leurs besoins en électricité dans la durée.

Ensuite, nous continuons l'accompagnement de nos clients en matière de décarbonation et d'électrification des usages. Par exemple, l'obtention par Dalkia de la délégation de services publics pour le renouvellement et l'extension du réseau de chaleur de Lille pour 20 ans et qui sera le troisième plus grand réseau de chaleur en France.

Nous avons lancé un AMI, un appel à manifestation d'intérêt, pour des data centers. EDF a lancé le 3 mars 2025 un AMI auprès des entreprises du numérique sur trois anciennes friches industrielles qui appartiennent à l'entreprise. Cet AMI visait à leur proposer un accès à des sites adaptés pouvant accueillir de nouveaux centres de données de très grande puissance en France. Cette démarche a connu beaucoup de succès et à l'issue des phases d'analyse des offres et des échanges avec les candidats, deux lauréats ont été choisis par EDF. Les lauréats sont deux entreprises françaises, Opcore, qui est filiale du groupe français Iliad et d'InfraVia, pour l'AMI de Montereau et Eclairion pour l'AMI de Moselle. Au total, ce sont donc près de 60 hectares valorisés pour accueillir près d'1 GW de nouvelles puissances de consommation à horizon 2030. Avec ces projets, EDF met en visibilité les atouts que la France offre pour l'installation des centres de données et notamment l'accès à une électricité bas carbone. Un prix compétitif est disponible à tout moment en cohérence avec les annonces du Président de la République lors du sommet de l'intelligence artificielle en février dernier. De nouveaux sites EDF seront proposés aux acteurs entre fin 2025 et début 2026.

Notre portefeuille de clients résidentiels dans les pays du G4 est stable à 29,7 M de clients dans un contexte de consommation stable.

Production stable et poursuite du développement des projets bas carbone

La production est stable et nous poursuivons le développement des projets bas carbone. La production Groupe totale est stable et s'élève à 257 TWh comparée à 259 TWh au premier semestre 2024. Cette production est soutenue principalement par le nucléaire en France avec une production qui s'élève donc à 181,8 TWh. Elle reflète, comme je le disais tout à l'heure, l'optimisation des arrêts de tranches dans le cadre du programme START 2025 avec 13 arrêts plus courts que prévu sur les 22 arrêts du semestre, malgré une forte modulation au premier semestre qui a atteint 18,3 TWh.

La production hydraulique est en baisse de 5,2 TWh. C'est un retour à la normale après des conditions hydrauliques exceptionnelles en 2024. Un retour avec une baisse toutefois limitée grâce à une bonne disponibilité des installations. Nous maintenons une intensité carbone parmi les plus faibles au monde, avec 95 % de production décarbonée. Nous sommes donc à 26 gCO₂/kWh, avec encore un nouveau progrès de 10 % par rapport au premier semestre 2024.

Maintenant, les grands projets.

- Flamanville 3 : les équipes sont mobilisées sur la montée en puissance du réacteur jusqu'à 100 %, prévue d'ici la fin de l'été.
- Le programme EPR 2 : un accord a été trouvé avec l'État sur les principales modalités de soutien du programme, soit un prêt public représentant plus de 50 % des coûts de construction, un contrat pour différence garantissant un revenu en phase d'exploitation, et un partage des risques responsabilisant EDF sur les risques qui sont de sa responsabilité, et offrant une protection pour les éléments échappant à son contrôle. Nous avons réalisé les débats publics pour les trois sites qui accueilleront chacun une paire d'EPR2 : Penly, Gravelines et Bugey. Les travaux préparatoires à la construction des deux réacteurs à Penly se poursuivent, notamment avec le démarrage des travaux d'extension de la plateforme en mer. Nous avançons sur la fabrication en série des premiers composants, des premiers équipements EPR2, par exemple par Framatome, avec l'assemblage depuis le 24 mai 2024 des générateurs de vapeur, depuis novembre 2024 des cuves à Saint-Marcel, et le lancement ce 4 juillet 2025 de la fabrication des pompes primaires à Jeumont.
- Du côté du Royaume-Uni, sur le chantier Hinkley Point C, la pose du dôme sur l'unité 2 a été réalisée la semaine dernière, et toutes les équipes sont actuellement mobilisées pour accélérer les montages électromécaniques. Puis, bien sûr, Sizewell C, avec la confirmation ce mardi d'un investissement maximum progressif de 1,1 Md£. EDF détiendra alors environ 12,5 % du capital et la filière nucléaire française bénéficiera de contrats très importants pour Framatome, pour Arabelle Solutions, pour Edvance et leurs partenaires industriels de la filière nucléaire.

Enfin, sur les projets renouvelables, le semestre a été marqué par plusieurs événements marquants. La reprise des travaux sur le chantier du parc éolien en mer du Calvados, nous avons pris un peu plus de deux ans de retard par rapport au planning initial, en raison de la livraison plus longue que prévue de la foreuse et des réglages associés.

Des mises en service, comme Provence Grand Large avec 25 MW, premier parc flottant du Groupe mis en service en France au large de Fos-sur-Mer.

Le parc éolien en mer posé, dit NNG, Neart na Gaoithe, en Écosse, 450 MW, et puis celle de la totalité des sept groupes du barrage de Nachtigal, de 420 MW, au Cameroun.

Des réseaux engagés au service de la transition énergétique

Les réseaux sont engagés au service de la transition énergétique. Ils œuvrent à la stabilité du système électrique.

Sur les six premiers mois de l'année, Enedis a enregistré une hausse des raccordements de 16 % pour les installations d'énergie renouvelable, mais, malgré tout, une baisse de 16 % pour

la puissance installée de recharge de véhicules électriques, qui est le reflet d'un marché de l'automobile qui est moins dynamique en ce moment.

Une hausse du TURPE en 2025 s'explique par la hausse des investissements nécessaires pour adapter le réseau au changement climatique, assurer sa résilience, permettre la connexion de nouveaux usages et de nouvelles capacités de production.

À fin juin, le temps moyen de coupure, que nos collègues appellent le critère B, est de 30,5 minutes hors éléments exceptionnels, contre 31,6 minutes au premier semestre 2024. Ce sont des bons résultats. Cela permet de disposer d'un temps moyen de coupure par exemple six fois inférieur à celui des USA.

Je salue la mobilisation des équipes lors d'événements climatiques, même lorsque celle-ci leur fait passer Noël loin de leur famille. Ça a été le cas avec le cyclone Garance à La Réunion en février dernier. Plus de 500 techniciens ont été mobilisés et ont envoyé du matériel à EDF SEI. Puis il y a eu la tempête Eowyn en Irlande en janvier dernier avec l'envoi d'une cohorte de 50 techniciens en appui de l'opérateur irlandais.

EDF répond à la hausse des besoins de flexibilité dans un système électrique plus complexe

On constate des systèmes électriques avec davantage de sources de production intermittentes à intégrer, les renouvelables, les recharges pour véhicules électriques, qui génèrent un besoin de flexibilité de plus en plus important pour maintenir à chaque instant l'équilibre entre la demande et la consommation d'électricité.

Le niveau de consommation électrique, je l'ai dit, est stable et l'intégration de davantage de renouvelables intermittents, notamment solaires, entraîne une hausse de la volatilité des prix. Ainsi, 769 heures, soit plus de 18 % du temps, ont eu des prix horaires inférieurs à 10 €/MWh. Pour y faire face, nous mobilisons les capacités de flexibilité avec des modifications de contrat d'achat de trois parcs éoliens en mer en France pour l'arrêt de toute ou partie de la production en période de prix négatif, une modulation du nucléaire qui est en hausse de 16 %, et 3 GW de projets de stockage sont en développement ou en construction.

En matière d'effacement et d'agrégation, nous enregistrons +16 % de points de charge pilotables pour la recharge des véhicules électriques, soit 31 500 points de charge à fin juin 2025, et plus 10 % de clients résidentiels en France avec une offre de flexibilité, soit 1,3 M de clients.

Il y a la préparation à l'évolution du régime des heures creuses, pilotée par la CRE, pour s'adapter à l'évolution des besoins du réseau et l'évolution du mix énergétique, notamment la hausse de production solaire, qui doit rentrer en vigueur à l'automne et qui doit permettre d'intégrer ces moyens de production supplémentaires au système électrique.

Principaux indicateurs S1 2025

Le premier semestre 2025 est marqué par des résultats opérationnels et financiers solides, conformes à l'attendu dans un contexte de baisse des prix du marché. La production décarbonée, le nucléaire, l'hydraulique et les autres renouvelables du Groupe, s'élèvent à 244 TWh contre 245 au premier semestre 2024. Le cash-flow opérationnel s'établit à

7,9 Mds€ contre 5,9 Mds€ au premier semestre de 2024. Enfin, l'EBITDA du groupe s'élève à 15,5 Mds€ comparé à 18,7 Mds€ au premier semestre 2024. Voilà donc pour les chiffres financiers, et je laisse la parole à Nathalie Pivet qui va nous détailler les résultats financiers.

Nathalie Pivet, Directrice exécutive du Groupe – Performance Impact Investissement et Finance, EDF

Résultats financiers à l'attendu

Donc les résultats financiers sont à l'attendu comme l'a dit Bernard et je vais commencer par quelques chiffres clés.

Un chiffre d'affaires à 59,4 Mds€ en léger recul du fait de la baisse tendancielle des prix.

Un EBITDA, comme l'a dit Bernard, solide à 15,5 Mds€ en recul du fait de la baisse des prix et nous allons insister dessus un peu plus tard.

Un EBIT de 9 Mds€, en recul moindre que ne l'est l'EBITDA, -5,8 % comparé au premier semestre 2024. Il faut se rappeler que l'année dernière, dans les 9,6 Mds€, il y avait au premier semestre 2024 4 Mds€ de provision aux engagements nucléaires exceptionnels non récurrents qui évidemment n'ont pas pris place au S1 2025.

Le résultat net courant et le résultat net - part du Groupe est à 5,5 Mds€. Les deux étant identiques, cela vous montre qu'il n'y a pas d'éléments exceptionnels cette année et donc pas de retraitement entre le résultat net courant et le résultat net - part du Groupe.

Comme l'a dit Bernard, le cash-flow opérationnel est à 7,9 Mds€ contre 5,9 Mds€ au premier semestre 2024. Ce cash-flow opérationnel et le cash-flow du Groupe nous ont permis de nous désendetter. La dette passe ainsi de 54,4 Mds€ fin 2024 à 50 Mds€ au premier semestre 2025. Le ratio EFN sur EBITDA, qui montre notre engagement sur la maîtrise de la dette, est à 1,5 fois.

Un EBITDA solide dans un contexte de poursuite de la baisse des prix de marché

Si on rentre maintenant dans le détail de nos opérations, on voit un recul de l'EBITDA, il passe de 18,7 à 15,5 Mds€.

Les deux premiers blocs montrent l'incidence de la production sur notre EBITDA. La production nucléaire a été meilleure notamment en France et contribue à cette évolution à hauteur de +200 M€. Alors que la production hydraulique est inférieure du fait d'une hydraulicité exceptionnelle en 2024 et donc cette évolution contribue pour moins -600 M€ à l'évolution de l'EBITDA.

Les deux blocs d'après représentent l'effet prix de deux natures différentes :

- le premier, c'est l'effet prix sur des prix de marché sur nos offres, dans nos TRV, que ce soit en France ou dans les autres pays européens. L'impact est de -3,3 Mds€. Il était complètement attendu et avait été signalé, comme prévu, dès février 2025.
- le deuxième impact prix concerne plus Enedis. Il résulte à la fois de l'augmentation du TURPE, le tarif de distribution, mais il résulte également du rachat des pertes réseau à des prix de marché moins élevés qu'au premier semestre 2024.

Et enfin, la dernière colonne est principalement liée à l'évolution de la marge de trading. Il faut se souvenir que les années 2023-2024 avaient profité d'une volatilité et d'une hausse des prix très importante. EDF Trading avait réalisé une excellente performance. La performance de EDF Trading reste bonne, mais en dégradation.

Production nucléaire et hydraulique en France

Vous avez ici les évolutions de la production nucléaire et de la production hydraulique par trimestre. Sur le graphique en bas à droite, vous voyez que l'hydraulique du premier semestre 2025 est légèrement inférieure à la moyenne, alors que l'année 2024 était supérieure à la moyenne.

EBIT

Si on rentre maintenant dans le détail du compte de résultats et que nous passons de l'EBITDA à l'EBIT ou au résultat d'exploitation, nous voyons une augmentation de la dotation aux amortissements qui est la simple résultante de notre politique d'investissement. Les pertes de valeur et autres produits et charges d'exploitation sont non significatifs. Les 4 Mds€, dont je vous parlais tout à l'heure, d'exceptionnel au S1 2024 se situent sur cette ligne-là.

Le résultat d'exploitation passe donc de 9,6 à 9 Mds€.

Résultat financier

Un peu plus bas dans le compte de résultat, le résultat financier est d'abord composé du coût de l'endettement net.

Vous voyez une amélioration du coût de l'endettement net du fait d'une gestion active de notre dette. Nous avons à la fois émis assez massivement au premier semestre dans un contexte de baisse des taux, et nous avons également remboursé des emprunts moyens termes qui étaient à des taux élevés et qui avaient été positionnés en 2022.

La deuxième ligne, « Charges de désactualisation », traduit le fait que nos taux d'actualisation sur nos engagements nucléaires ont évolué de 2,6 % à 2,7 % pour le premier semestre 2025. Il n'y a pas de variation significative sur cette ligne, car cette hausse de taux de 0,1 avait déjà eu lieu en 2024.

Enfin, la troisième ligne du résultat financier, ce sont les autres produits et charges financiers qui sont principalement constitués des rendements de nos actifs financiers en face de nos engagements nucléaires. Là, nous souffrons de l'évolution des marchés : notre performance est de 1,9 % au premier semestre 2025, alors qu'elle était de 5,5 % l'année dernière. Cependant, le taux de couverture de nos engagements reste à 106 %, donc largement au-dessus des 100 %.

Une fois qu'on retrace ces justes valeurs des actifs financiers, qui sont des évolutions erratiques, le résultat financier courant reste stable à -1,6 Md€.

Résultat net

Si on passe ensuite du résultat d'exploitation au résultat net - part du Groupe.

Nous voyons donc la ligne résultat financier que je viens de commenter. Nous voyons également les impôts qui baissent légèrement, la charge d'impôt est de - 2,3 Mds€, et est constituée de deux évolutions : elle suit la tendance des résultats et donc elle baisse avec la dégradation des résultats, et parallèlement, nous avons enregistré la contribution additionnelle de 286 M€, contribution additionnelle que nous paierons sur le S2 2025.

Nous arrivons ainsi à un résultat net – part du Groupe de 5,5 Mds€, et vous voyez qu'entre le résultat net – part du Groupe et le résultat net courant, il n'y a pratiquement pas de retraitement, il n'y a donc pas d'opération exceptionnelle cette année dans le Groupe.

Investissements nets en croissance

Nous allons passer maintenant au cash-flow. Alors à commencer, bien sûr, par les investissements. Les investissements sont en croissance, ils augmentent de 0,4 Md€. Ils augmentent en fait d'un peu plus puisqu'il faudrait retraiter les investissements du premier semestre 2024 des acquisitions qui ne sont pas récurrentes d'Arabelle Solutions et des parts de Framatome que détenait Assystem. Si on fait ce retraitement, les investissements du S1 2024 s'élèvent à 10,2 Mds€, et donc sont en nette progression au S1 2025 à 11,5 Mds€.

- Les investissements sont essentiellement constitués d'investissements dans le nucléaire existant et dans le nouveau nucléaire, et également une forte contribution des réseaux à la fois les raccordements et les opérations de résilience du réseau.
- Si on passe maintenant au renouvelable, il baisse de 1,2 Md€ à 0,8 Md€ en net. Parce que c'est la traduction de l'implémentation de notre nouveau modèle d'affaires où nous recherchons à faire des investissements dans le renouvelable moins demandeurs de capitaux. Si on regarde les investissements en brut qui sont vraiment notre impact sur le renouvelable, nous voyons que les investissements bruts avant cessions passent de 1,3 Md€ à 1,5 Md€.

Un cash-flow Groupe positif permettant une diminution de l'endettement financier net

Pour le reste du cash-flow, première partie, le cash-flow opérationnel à 7,9 Mds€. Il est constitué évidemment de l'EBITDA cash, 16,6 Mds€, et il est constitué également d'une variation favorable de notre besoin en fonds de roulement. Variation favorable qui est une saisonnalité à la fois en prix et en volume de nos créances, les prix d'été étant moins élevés et les volumes de créances étant également moins élevés. Les investissements nets contribuent à 11,5 Mds€ pour donner un cash-flow positif de 7,9 Mds€.

Si on regarde maintenant le reste du bridge, les cessions d'actifs contribuent à l'évolution du cash-flow à hauteur de 600 M€, c'est la cession de nos actifs de stockage gaz en Italie. Evidemment, les frais financiers nets et les impôts sur le résultat décaissés sont à peu près identiques à ceux de l'année dernière, et vous remarquerez dans l'avant-dernière colonne que nous avons distribué 2 Mds€ de primes d'émissions à l'État sur ce semestre.

La dette, néanmoins, passe de 54,3 à 50 Mds€.

Bernard Fontana, Président-Directeur général, EDF

Priorités

Pour l'avenir, nos priorités sont de fournir une électricité compétitive à tous nos clients et accélérer l'électrification avec la poursuite du développement d'une politique commerciale, le développement des offres pour les data centers, avec la proposition de nouveaux sites EDF pour les entreprises numériques entre fin 2025 et début 2026, et la poursuite du développement d'offres de services pour l'électrification des usages.

Il s'agit aussi de poursuivre le rétablissement de la production du parc nucléaire à des niveaux cohérents avec les meilleurs standards internationaux et notre estimation de production nucléaire en France entre 350 et 370 TWh entre 2025, 2026 et 2027, y compris Flamanville 3, pour viser 400 TWh en 2030. Une optimisation des temps d'arrêt avec une logique lead time, pour les arrêts aussi d'augmentation de durée de vie des réacteurs.

Maîtriser les délais et les coûts du programme de relance du nucléaire. Il s'agira de proposer un devis et un calendrier engageant d'ici la fin de l'année pour réussir la montée en cadence sur les projets EPR2 et assurer la montée en cadence des lots électromécaniques sur le site d'Hinkley Point C.

Il s'agira aussi de permettre la relance de l'investissement dans le parc hydroélectrique d'EDF en sortant du statu quo autour des concessions afin de pouvoir relancer les investissements et nous avons déjà identifié 4 GW de potentiel de développement.

Nous voulons aussi mener à bien les projets d'éolien en mer déjà attribués à EDF en France et poursuivre le développement des renouvelables avec un modèle d'affaires moins demandeur en capitaux. Nathalie montrait déjà les premiers effets de cette approche.

Bien sûr, il nous faut assurer la soutenabilité de la trajectoire financière de l'entreprise à travers une mobilisation, vous l'aurez compris, sur le cash-flow opérationnel. C'est bien sûr un enjeu pour toutes les entreprises et c'est nécessaire pour permettre à EDF de mener les investissements à venir, investissements importants qui ont été soulignés tout à l'heure.

Par ailleurs, nous travaillons au déploiement d'un programme d'un milliard d'euros d'économies sur les frais généraux d'ici 2030. Ça veut dire qu'en 2030, par rapport à aujourd'hui, il y aura un milliard d'euros de moins de frais généraux. Nous procéderons à une sélectivité de nos investissements.

Dans le cadre de ces priorités, j'ai annoncé une évolution de la gouvernance le 8 juillet avec une organisation qui permet de clarifier les responsabilités, d'accélérer les prises de décision, la vitesse d'exécution et de mobiliser pleinement les compétences du groupe EDF et de nos partenaires.

Projections : un EBITDA solide dans un contexte de baisse des prix du marché

Nous projetons un EBITDA solide, certes en retrait dans un contexte de baisse des prix de marché, mais un EBITDA solide sur le deuxième semestre. Nous continuons à nous mobiliser sur le cash-flow et nous confirmons l'objectif de 2027 de ratio de dette financière nette sur EBITDA inférieur ou égal à 2,5, et un objectif de dette économique ajusté sur EBITDA inférieur ou égal à 4, toujours à l'horizon 2027.

Des équipes engagées et mobilisées

Bien sûr, tout ça se fait grâce à nos collègues, grâce aux équipes qui sont engagées et mobilisées, et je compte bien sûr sur l'engagement des femmes et des hommes du groupe EDF.

La dynamique de recrutement s'est poursuivie au premier semestre 2025, avec 3 500 recrutements en France au premier semestre 2025, 970 recrutements au Royaume-Uni toujours au premier semestre 2025, et nous poursuivons en France une politique d'accueil d'apprentis avec pour mémoire 4 500 apprentis accueillis en 2024 en France.

Les femmes constituent une force pour le groupe EDF. Il nous reste encore du chemin à parcourir sur la proportion de femmes parmi les dirigeants. Au premier semestre 2025, nous sommes à 27,2 %, avec une ambition affichée d'atteindre les 40 % d'ici 2030.



Nous suivons aussi un indice d'engagement des équipes, qui de l'ordre de 75 %, et 87 % des salariés du groupe EDF sont fiers de travailler au sein de leur unité. Je remercie tous les salariés du groupe EDF pour leur engagement et leur mobilisation au quotidien.

Fier d'être EDF !

Session questions / réponses

A quoi doit-on l'accélération de la signature des contrats long-terme avec les industriels ?

Bernard Fontana : Il y a le besoin de mieux se comprendre, de se voir, donc nous nous voyons. Et, dans cet échange, il y a une volonté affichée de pouvoir les accompagner. Un certain nombre d'efforts ont été faits également de notre part. Effectivement, nous nous comprenons et nous signons et nous sommes très fiers et très heureux de pouvoir accompagner l'industrie en France. Je remercie nos clients industriels et j'en profite pour remercier aussi toutes nos équipes commerciales.

Les Echos : Les projets de réacteurs à l'international ne sont pas mentionnés dans vos priorités. Est-ce que cela signifie que vous allez vous retirer de certains appels d'offres ? Des économies sont-elles à envisager à l'international ?

Bernard Fontana : Non, bien sûr, nous sommes présents à l'international. En Europe, hors Europe, et cela a vocation à continuer. Mais c'est vrai que nos clients attendent de nous aussi la démonstration de nos capacités à réaliser les projets et donc c'est cette démonstration, cette mobilisation-là qui elle-même va venir en soutien de ces projets à l'international, et oui nous resterons présents.

D'ailleurs nos supply-chain industrielles en ont besoin, que ce soit Arabelle Solutions, Framatome, nos partenaires industriels. Nous participons à des projets à l'international mais aussi au positionnement de nos équipements sous forme de briques technologiques dans certains autres projets. Par exemple, les turbines d'Arabelle Solutions sont proposées sur les réacteurs américains en Pologne.

GreenUnivers : Pouvons-nous avoir des précisions sur la cession de Dalkia ?

Bernard Fontana : Je n'ai pas de précisions à donner. Nous nous sommes mobilisés sur la génération de cash-flow. Il y a différentes manières d'y arriver, d'abord c'est l'efficacité opérationnelle, le lead time, être attentif à nos clients, avoir des clients satisfaits. Nous travaillons également nos frais généraux comme ça a été annoncé. Puis, il n'est pas interdit de faire respirer ici ou là des portefeuilles, mais clairement, nous attendons une génération de cash-flow de notre efficacité opérationnelle en premier lieu.

Contexte : Concernant la relance des investissements dans l'hydraulique, où en sont précisément les discussions avec l'État et la Commission européenne, et quel est le schéma retenu ?

Bernard Fontana : Nous sommes dans une situation compliquée depuis une quinzaine d'années. Donc, une voie a été imaginée en passant d'un régime de concession à un régime d'autorisation moyennant des concessions pragmatiques pour basculer sur ce système. Les discussions ont lieu, évidemment nous sommes prêts à faire des efforts pour que ça arrive, nous espérons qu'elles aboutiront. C'est une très belle énergie. Nous avons besoin de moderniser notre parc hydraulique. Nous avons des idées de capacité supplémentaire et c'est une très bonne énergie pour nous aider à stabiliser nos réseaux électriques.

One Square : Quelles sont les concessions faites par EDF pour convaincre les industriels à signer des lettres d'intention ?

Bernard Fontana : À chaque fois, il faut identifier l'attente. Il n'y a pas de réponse générique, les industriels ont des besoins qui peuvent être spécifiques. Donc c'est une discussion que nous avons. Nous nous connaissons aussi, nous nous comprenons et dans certains cas, ça va être un effort sur une clause, d'autres cas, ça va être un effort sur le prix, dans d'autres cas, ça va être une stabilité. Donc, c'est l'ensemble des palettes de mesures disponibles et une volonté commune d'aboutir. Nous sommes fiers, nous, de pouvoir signer des contrats avec l'industrie, de contribuer. Moi-même, j'ai connu des difficultés qu'il y a eu à Vencorex et à Jarrie sur le chlore, je suis content que nos équipes aient pu aboutir avec Arkema sur un contrat qui permet de stabiliser la plateforme de Jarrie d'Arkema. Voilà, c'est ce genre d'approche-là et je ne sais pas si Marc Benayoun veut donner des précisions supplémentaires.

Marc Benayoun : Je peux simplement dire un mot effectivement sur le fait que nous avons des relations de long-terme avec ces industriels : on connaît leur modèle économique. On a effectivement une large palette d'offres. Il n'y a pas que les contrats d'allocation de production nucléaire, il y a d'autres types de contrats. Les contrats à moyen terme intéressent aussi les électro-intensifs. Donc il y a effectivement beaucoup de choses. Et puis il y a aussi une réalité qui est simplement qu'on est en 2025, à la moitié de l'année, et que l'ARENH se terminant, les industriels doivent désormais faire leur choix pour 2026. Donc tous ces éléments ont joué favorablement.

Reuters : Est-ce qu'il y a d'autres CAPN qui sont espérés rapidement ? Est-ce que l'administration est intervenue dans les négociations ? Est-ce qu'il y a toujours une pression pour atteindre les 40 TWh à la fin de l'année de contractualiser avec les électros-intensifs ?

Bernard Fontana : Si quelqu'un met la pression, c'est moi, sur les commerciaux, parce que nous sommes producteurs d'électricité, nous sommes contents d'en vendre. Bien sûr, ça correspond à un enjeu de souveraineté industrielle de la France. Nous sommes contents de le faire. Oui, il y a des discussions en cours, oui, il y aura des publications, mais chaque client a son propre rythme, son mécanisme de décision. Il y a beaucoup d'options, notamment les contrats à quatre ans, cinq ans, certains sont sur le marché avec des forward. Ils le font à leur rythme, mais oui, il y a des discussions positives qui ont lieu et je n'ai aucun doute qu'il y aura des annonces complémentaires prochainement.

Peut-on rappeler le nom des deux gagnants sur l'AMI qui avait été lancé pour les data centers ?

Bernard Fontana : Oui. Alors le premier est la société Opcore, qui est la filiale de data center d'InfraVia et du groupe Iliad, qui est par ailleurs la maison-mère de Free. Cette société a été retenue pour avoir monté un très beau projet sur le site de Montereau, qui donnera lieu à une souscription de capacité de plus de 400 MW, et en respectant la totalité des exigences du PLU, donc un projet qui est extrêmement bien sécurisé. L'autre société est une société française qui est le partenaire historique de Mistral qui s'appelle Eclairion et qui a été retenue sur les deux sites de Moselle qui sont les sites des centrales aujourd'hui arrêtées de La Maxe et Richemont. Donc voilà, d'une part, Opcore filiale d'Iliad et d'InfraVia et d'autre part Eclairion.

Pouvez-vous détailler le calendrier des EPR2, quand aura lieu la FID ? Quand est-ce qu'on donnera le detailed design, donc j'imagine le coût, et le délai pour ce programme ?

Bernard Fontana : Nous travaillons en ce moment pour pouvoir produire un engagement en matière de coût et de délai sur ce programme d'ici la fin de l'année. Nous travaillons sur un commissioning de Penly dans l'année 2038. C'est des dates qui ont été communiquées, il n'y a pas de changement. Tout cela pour être en mesure de bénéficier d'une Final Investment Decision, fameuse FID, d'ici la fin de l'année prochaine. A cette occasion, je m'engagerai aussi à fournir les détails d'un programme complémentaire de 8 EPR2 en France. Donc, voilà, ce sont les enjeux et les équipes sont mobilisées sur cela.

Alors, j'ai évoqué une clarification de la gouvernance. Nous identifions un maître d'ouvrage et un maître d'œuvre intégrés qui réunit l'ensemble des fonctions d'ingénierie, de construction, d'achat et avec un esprit de partenariat avec les industriels français. L'idée, c'est de travailler ensemble, à aller plus vite, et non pas passer notre temps sur des discussions juridiques pour nous protéger, bien sûr il y en a et il en faut, mais d'être tous incentivés et mobilisés pour aller plus vite. Et dans ces grands programmes, le temps est un facteur essentiel du coût et de la réussite du programme. Nous en sommes là.

J'en profite pour remercier nos partenaires industriels, notamment ceux du GIFEN, qui m'ont proposé de faire une charte, un engagement de performance, et ça nous a pris une dizaine de jours pour le signer. Donc ça montre l'état d'esprit que nous mettons en place. Encore une fois, je les remercie.

Montel : Sur le coût du programme de construction des six EPR2, hors coût du capital, sera-t-il inférieur à 70 Mds€, comme le souhaite le ministre de l'Énergie ? Et à quel horizon envisagez-vous la mise en service de la première unité, 2038 ?

Bernard Fontana : Oui, c'est effectivement 2038.

Pour le coût, j'espère bien qu'il sera un coût que vous apprécierez mais je m'engagerai sur ce coût, alors j'ai bien des idées mais un petit peu de teasing, je m'engagerai sur ce coût en fin d'année parce que nous avons besoin de le valider, justement de l'asseoir sur des probabilités élevées de succès et d'engagement de partenaires. Un certain nombre de contrats sont actuellement en cours de signature ou signés. Ça a été le cas avec Framatome, avec Arabelle Solutions, un certain nombre de partenaires. Et c'est de s'assurer de notre mobilisation pour être à l'heure.

Bloomberg : Pouvez-vous revenir sur la modulation du nucléaire en hausse de 16 % pour ce semestre ? Quelles en sont les raisons principales ? À combien peut-on évaluer un éventuel manque à gagner pour EDF ?

Bernard Fontana : Bon, peut-être, Etienne, tu veux prendre ce volet modulation. Donc, historiquement, il y a eu de la modulation, mais là, effectivement, elle augmente.

Etienne Dutheil : Le parc nucléaire, comme ça vient d'être dit par le Président, a toujours modulé parce que c'est intrinsèquement lié à l'ambition d'avoir une production nucléaire importante. En revanche, la modulation a évolué essentiellement depuis 2024, de deux manières. La première, c'est une augmentation des volumes, comme ça a été dit, et puis la deuxième, c'est une augmentation de la typologie. Pendant très longtemps, les baisses de production des centrales nucléaires avaient lieu la nuit, parce qu'on consommait moins la nuit. Aujourd'hui, il a davantage de variabilité, les baisses de production ont lieu lorsqu'il y a un afflux important d'énergie renouvelable sur les réseaux, donc le solaire en milieu de journée, le vent lorsqu'il y a du vent sur l'Europe. Donc tout ça donne des profils de charges

qui ont beaucoup changé et c'est ce point-là qui est nouveau dans la modulation, en plus de volume plus important qu'historiquement. Donc en 2025, on imagine qu'on aura des volumes de modulation qui seront du même ordre de grandeur que 2024 qui était un record. C'était 30 TWh en 2024.

Vous dites que l'EPR de Flamanville atteindra la pleine puissance d'ici la fin d'été. Mais est-ce que le fonctionnement à pleine puissance sera continu par la suite ? À quel moment les périodes de tests seront-elles terminées ?

Bernard Fontana : Il y a beaucoup de tests à faire. En ce moment, il y a un rodage de soupapes. Je ne connais pas un seul acteur dans le monde qui a démarré récemment, qui n'a pas eu cette phase de rodage, donc ça fait partie des choses. Les équipes sont mobilisées pour montrer ce test de puissance. Ensuite, il y a cette prise en compte de ce nouveau réacteur.

Etienne Dutheil : Pour démarrer Flamanville 3, nous avons réalisé un programme d'essai extrêmement approfondi pour valider le comportement du réacteur dans différentes configurations, on appelle ça des « transitoires ». Il a déjà passé avec succès des transitoires importants, comme par exemple la perte totale des alimentations électriques externes. Actuellement, comme ça vient d'être dit, nous sommes à l'arrêt pour réaliser un rodage des soupapes de protection du circuit primaire. Ensuite, allons reprendre le programme avec une échéance importante qui est le passage au-dessus de 80 %, puis 100 %. On ne voit pas d'obstacle à ce stade à un fonctionnement du réacteur à 100 % une fois que tous les tests auront été réalisés satisfaits, avec succès, qui nous permettent d'atteindre ce niveau de puissance.

Politico : D'autres cessions d'actifs sont-elles prévues ? Vous parliez de réorganisation de la gouvernance tout à l'heure, y aura-t-il d'autres changements ?

Bernard Fontana : On ne sait jamais de quoi demain est fait, mais non. J'ai annoncé rapidement cette mise en place. Il s'agissait d'être très efficace pour le programme EPR2, ce programme complexe, donc vous avez intérêt à avoir une organisation simple, avec la maîtrise d'ouvrage et la maîtrise d'œuvre. Il y a également la mise en valeur de notre source d'énergie hydraulique, d'électricité hydraulique, avec l'arrivée d'Emmanuelle Verger au comité exécutif. Puis, avec cet engagement prioritaire de sûreté, sécurité, santé, j'ai proposé à Jean Casabianca de faire une proposition d'organisation où ses responsabilités me rapportent directement pour montrer mon engagement sur le sujet. Voilà, il s'agit d'engager le dialogue social qui convient à ces propositions d'organisation et de faire maintenant. Donc je suis plus dans l'esprit de délivrer, de lead time, que de changer tous les matins l'organisation.

Quels sont les projets des renouvelables avec un modèle d'affaires moins demandeur en capitaux ? Pouvez-vous développer sur la stratégie retenue ?

Bernard Fontana : Je vous donne un exemple. Dans le passé, le Groupe a développé, d'ailleurs avec pas mal de succès, des activités de renouvelables, dont beaucoup à l'international, en engageant 2 Mds€ par an. En ce moment, on est plutôt à 1 Md€ par an. Et ce que j'ai demandé aux équipes, c'est qu'est-ce qu'on pourrait faire pour le faire à cash-flow positif. Ça ne veut pas dire qu'il y ait moins de projets, d'ailleurs, les chiffres que nous montrait Nathalie, avec l'introduction de partenaires, les investissements bruts étaient en hausse, mais les investissements nets étaient en baisse. Et donc, l'approche est assez simple : comment peut-on avoir des partenaires pour améliorer notre profil de cash-flow ?

Ensuite, il y a une question : devons-nous, ou pas, ralentir le nombre d'investissements, mais pas forcément. Ensuite, ce n'est pas interdit, s'il y a besoin de faire respirer, ou c'est opportun de faire respirer les quelques actifs ici ou là. Mais c'est vraiment une approche où on met en avant nos métiers, nos capacités, et également un souci de contribution au cash-flow à un moment où le Groupe a besoin d'engager des investissements très importants dans le nouveau nucléaire.

Nathalie Pivet : Peut-être pour préciser, sur le premier semestre, ces cessions qui ont eu lieu sont des cessions sur des parcs éoliens onshore aux États-Unis.

Pour revenir sur les États-Unis, sur EDF Renouvelables, le retrait annoncé d'une partie des activités en Amérique, et la volonté de miser sur des actifs moins demandeurs en capitaux, signifie-t-il une intensification des activités renouvelables dans d'autres parties du monde comme le Moyen-Orient ou autres ?

Bernard Fontana : Ce qu'on a imaginé, c'est que la stratégie du Groupe soit centrée, est dite ciblée, sur une petite trentaine de pays. Ce que j'ai demandé à mes collègues, c'est quels sont nos atouts, intérêts selon les pays. Ça veut dire qu'effectivement, dans certains pays, nous pourrions être davantage présents, dans d'autres, un petit peu moins. C'est ça, la discussion, le dialogue stratégique qui a lieu. Mais c'est normal, une entreprise gère son portefeuille d'actifs, le fait vivre, pour créer de la valeur avec une stratégie, c'est ça qui a lieu. Alors maintenant, je le lis dans la presse, toutes les opportunités de cession que nous aurions. Je m'instruis mais ça ne veut pas dire que c'est ça qu'on va faire.

On a parlé d'investissement en capitaux. On nous demande si on a un objectif de GW détenus à horizon de 4 ou 5 ans au niveau des renouvelables ou si on réfléchit.

Bernard Fontana : Le programme Ambitions 2035 affiche des ambitions et puis bien sûr il y a une organisation capable de les délivrer, puis après il y a les besoins des différents pays, les opportunités, les programmes. Donc ce n'est pas délivrer du GW, quel que soit le prix et la rentabilité, c'est vraiment de l'inscrire dans notre stratégie. Mais oui, il y a une ambition de continuer à contribuer aux renouvelables.

Côté prix de l'électricité, comment voyez-vous l'évolution des prix du marché pour les mois à venir, comment le Groupe s'y prépare ?

Bernard Fontana : Le marché, c'est le marché, mais je vais demander à Marc si lui peut commenter le marché.

Marc Benayoun : Ce que l'on peut observer, c'est qu'on est dans une structure dite de contango, c'est-à-dire d'anticipation de remontées progressives. Aujourd'hui, on peut observer que nos prix de marché sont très bas par rapport à nos voisins européens et c'est dû au fait qu'il y a une demande qui est très contenue. Effectivement, beaucoup d'efficacité énergétique a été délivrée depuis la crise des prix. On est aujourd'hui au niveau de la demande de 2003 et ça explique que nos prix soient bas aujourd'hui. Il y a une anticipation qu'il y a une légère remontée de 60 euros courants, 62, 63, plutôt vers 70 à un horizon de 5 ans. C'est ce que disent tous les opérateurs, après on est toujours surpris dans ce qui se passe. Il peut se passer des tonnes de choses, notamment dans le marché du gaz naturel, qui reste un inducteur significatif du marché d'électricité. Ce qu'on peut en tout cas retenir, c'est que ce qui est attendu c'est plutôt, et c'est la même chose dans les pays d'autres pays européens, une hausse progressive qui rend d'ailleurs nos contrats à long terme d'autant plus attractifs et le fait que les prix en France sont parmi les plus bas d'Europe désormais.

Financial Times : Quelles sont selon nous les raisons du retrait de Brookfield dans l'investissement sur Sizewell C ?

Bernard Fontana : Ce n'est pas à nous de commenter ni d'interpréter. Je suis sûr que je lirai ça dans le FT prochainement.

Contexte : Appelez-vous le gouvernement à publier rapidement la PPE et quels ajustements attendez-vous dans celle-ci ?

Bernard Fontana : Les industries électriques françaises *via* l'UFE ont exprimé une demande d'avoir effectivement une PPE. Bien sûr, c'est à la main du gouvernement, c'est à la main de la représentation nationale et ce qui permet de donner une visibilité à la supply chain française. Et nous, pendant ce temps-là, nous nous préparons à avoir une proposition d'engagement, de coût, de délai pour le programme EPR2. Les équipes sont totalement mobilisées là-dessus, y compris en Grande-Bretagne, sur Hinkley Point C et maintenant pour contribuer au très gros projet de Sizewell C.

Une dernière question sur un besoin de clarification sur la stratégie d'export du nucléaire à l'international. Vous avez dit que Arabelle Solutions et Framatome ont besoin de se positionner à l'international. Allez-vous prioriser certains appels d'offre européens par rapport à d'autres ? Reuters évoquait cette semaine la priorisation des projets aux Pays-Bas, en Suède et en Finlande, et en dépriorisant en Pologne, en Inde et au Canada. Est-ce que vous confirmez ces contextes ?

Bernard Fontana : Non, depuis d'ailleurs de nombreuses années, on combine à la fois une offre d'EDF, de réacteurs EDF, avec une offre aussi de ce qu'on appelle des briques technologiques qui fait que les fournisseurs d'équipements sont présents à moindre dose quand il s'agit d'une brique technologique, mais totalement lorsqu'il s'agit d'une offre EDF, et c'est ça qui le fait. Nous, il y a des clients, et les clients aussi expriment des préférences. Évidemment, nous écoutons les préférences des clients. Donc nous sommes là avec une double possibilité des briques technologiques, et ça a été toute l'histoire de la dernière décennie. En plus, une présence avec notre offre et l'histoire dira quelle combinaison l'emportera sur autre. Vous parliez de l'Inde, nous sommes présents en Inde, Arabelle Solutions a une filiale à Sanand qui fabrique des turbines pour les programmes des 700 MW et nos collègues sont très fiers de contribuer, je crois, à sept réacteurs et nous avons convenu, lors du Conseil d'administration d'Arabelle Solutions cette semaine, d'augmenter la capacité de production de Sanand pour accompagner le développement du programme nucléaire en Inde.

Merci Bernard. Est-ce que vous voulez dire un dernier mot pour clore cette conférence de presse ?

Bernard Fontana : Merci de votre attention. Sûreté, sécurité, qualité, lead time et génération de cash-flow, vous avez compris qu'on est motivé là-dessus. Et merci à tous les collègues du groupe EDF pour leur engagement, leur fierté. Et, je conclurai en disant que je suis fier d'être EDF.



Merci beaucoup. Le service de presse reste à votre disposition pour tout complément d'informations, vérifications de chiffres, etc. Je vous souhaite à toutes et tous une excellente soirée.