

Résultats semestriels 2026

Vendredi 31 juillet 2026

Bonjour à toutes et à tous, merci pour votre présence à cette conférence de présentation des résultats semestriels 2026 du groupe EDF en présence de Bernard Fontana, Président-Directeur général, et Claude Laruelle, Directeur exécutif en charge de la Direction Finance et Impact du Groupe.

Ils sont accompagnés en salle de Elisabeth Terrail, Directrice exécutive Groupe en charge de la Direction des Ressources Humaines ; également de Béatrice Bigois, Directrice exécutive Groupe en charge du pôle Clients, Services et Territoires ; d'Emmanuelle Verger, Directrice exécutive Groupe en charge des activités hydrauliques ; et Etienne Dutheil, Directeur de la division Production Nucléaire.

Je vous rappelle qu'on posera vos questions à l'issue de l'échange et que vous pouvez d'ores et déjà les poser sur la plateforme. En cas de difficulté, n'hésitez pas à contacter par SMS Brid ou Morgan.

Je vous laisse maintenant la parole Bernard.

Bernard Fontana, Président-Directeur général d'EDF

Bonjour à toutes et à tous, merci pour votre présence parmi nous à l'occasion de ces résultats semestriels du groupe EDF. Claude Laruelle va vous donner le détail de tous les chiffres, mais avant cela, peut-être quelques mots sur les enjeux que nous connaissons.

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

Je ne change pas, donc je commence toujours par Sûreté, sécurité, et santé, la priorité numéro un du Groupe.

La sûreté, là nous mettons en avant, pour la sûreté nucléaire, les événements de sûreté ESS de niveau 1 et plus par réacteur. Alors on est à 1,10 à fin juin, on était à 1,18 en fin d'année dernière, c'est à peu près stable, 1,04 fin juin 2025. C'est à l'attendu, mais bien sûr c'est une attention particulière, c'est pour ça que nous commençons toujours par ce sujet-là.

Important : la sûreté hydraulique, et notamment la sécurité des personnes qu'il y a à côté de nos barrages. Nous sommes heureux de vous informer qu'il n'y a pas eu d'événements de mise en danger de tiers au premier semestre. Il y en avait eu un au premier semestre de l'année dernière. C'est l'objet d'une vigilance permanente, et chaque année, chaque été, EDF mène sur le terrain des campagnes de prévention qui invitent les riverains et les touristes à la vigilance, notamment aux abords des ouvrages hydrauliques. Et nous mobilisons une centaine de saisonniers qui sont nos « hydro guides » et qui vont à la rencontre des vacanciers auxquels ils prodiguent des conseils de prudence. Grâce à leurs alertes et observations, les hydro guides contribuent à l'amélioration permanente du dispositif de prévention mis en place par EDF près de ses ouvrages. Puis, très récemment, à l'occasion de nos Prix de l'innovation, nous avons pu primer un drone qui va également pouvoir faire des patrouilles et informer les différentes personnes. Donc attention, vigilance pour nous sur la sûreté hydraulique.

Puis bien sûr, il y a la sécurité au travail de nos collègues et des partenaires qui travaillent avec nous. Nous mesurons le taux de fréquence d'accidents, donc le nombre d'accidents avec arrêt par million d'heures travaillées, le LTIR : il se situe à 1,6. L'an dernier à la même époque il était à 1,7. L'ambition, c'est d'aller vers zéro. Alors, nous avons des grosses entités qui sont en dessous de 0,5, d'autres qui sont au-dessus. C'est un vrai enjeu, on continue à travailler.

Pas mentionné ici, il y a ce qu'on appelle le TRIR, l'indicateur des accidents avec ou sans arrêt par million d'heures travaillées. Il est en progrès de 10 % par rapport à l'année dernière à peu près à la même époque. C'est une indication, mais il faut continuer à travailler bien sûr.

Il y a l'absentéisme, c'est un point d'attention pour nous. Alors, les équipes me disent que notre absentéisme est plutôt plus bas que celui qui est issu des baromètres en France, mais ça n'empêche pas que nous continuons à travailler dessus. C'est toujours bon d'en parler, de se demander ce qu'on peut faire pour améliorer la situation. On est à peu près stable à 8,4 jours par an et par salarié.

Donc sûreté, sécurité, et santé priorité numéro 1 du Groupe.

Qualité et Lead time

Ensuite, bien sûr, il y a la qualité.

Je suis content de commencer par la qualité avec les clients, les services, les territoires. Nous mesurons le niveau de satisfaction de nos clients, et nous constatons que plus de 87 % des clients particuliers et du marché d'affaires sont satisfaits, il y a un progrès. Ce progrès est de 1 point chez les particuliers, et de 2 points chez les clients du marché d'affaires. C'est important parce que nous sommes attentifs à nos clients et à nos parts de marché chez les clients.

Il y a la qualité aussi bien sûr dans toutes nos opérations, notamment industrielles, et je suis content de rappeler que Framatome, qui mesure son nombre d'écarts qualité clients par million d'heures travaillées, a divisé par 5 son taux depuis 2020, puis il faut qu'il continue à progresser, de même que toutes nos activités à l'intérieur du Groupe.

Puis il y a le Lead time, c'est comment on peut faire les choses plus vite, des temps de cycles plus courts. Alors bien sûr, en sûreté, sécurité, santé, en qualité, et là, je suis content de mettre à l'honneur le parc nucléaire.

Nos collègues ont réalisé 21 arrêts de tranche pour différentes opérations, et il y en a eu 13 qui ont été plus courts que prévu, donc ont redémarré plus tôt que prévu, grâce notamment au programme START qui consiste à industrialiser, planifier et travailler avec les équipes, avec les partenaires industriels. Donc, félicitations à nos collègues.

Puis une mention particulière peut être pour Flamanville 2. Ça c'était un grand projet avec les changements des générateurs de vapeur, chacun c'est une pièce de plus de 500 tonnes. Bien, nos collègues ont recouplé avec 36 jours d'avance par rapport au programme. Donc c'est un vrai enjeu. Il y a des tas de choses qui se passent, par exemple Dampierre 2, après une visite partielle a redémarré avec 7 jours d'avance, Gravelines 6 après un arrêt simple pour rechargement a gagné 8 jours. Saint-Alban 1 après une visite partielle a gagné 10 jours d'avance. Donc merci et bravo à nos collègues.

Ça s'applique aussi à toutes nos activités, notamment industrielles.

Par exemple, Arabelle Solutions, il y a un temps d'usinage des rotors de turbine, qui est passé de 8 semaines à 7 semaines.

Il y a un sujet que j'apprécie particulièrement, concernant la fabrication des équipements de la salle des machines de la première unité d'Hinkley Point, il y a eu à peu près 35 000 points d'inspection : c'est-à-dire on s'arrête, pendant 2 jours on regarde, on met un tampon, etc. Ça va passer à 1 000 pour Sizewell C, et à 500 pour la deuxième série d'EPR2. Alors, bien sûr, avec une exigence de qualité qui est tout aussi important, mais on se focalise vraiment sur ce qui est pertinent, sur l'essentiel, on voit les marges de progrès que nous pouvons avoir.

Chez Framatome, des points d'inspection sur EPR 2 prévoit - 33 % par rapport à Hinkley Point C, mais je pense qu'ils pourraient être encore inspirés, stimulés par leurs collègues d'Arabelle Solutions. Donc on va voir la suite de ce développement.

Et je prends un exemple de fabrication de composants combustible, ce sont en fait les grilles pour nos combustibles. Framatome a divisé par 2 son temps en travaillant le processus de

fabrication. De façon générale, nos sites industriels, on leur demande d'améliorer de 25 % tous les 2 ans leur lead time et ils sont en train de le faire.

Un point qui est très, très, très important pour nous, je parlais tout à l'heure des clients. Quand vous êtes un client d'EDF, vous appelez, puis vous avez 3 minutes de clauses juridiques de précaution. Bon c'est un peu long quand on est au téléphone, et il y a un travail entre nos commerciaux et nos juristes. Maintenant, c'est 1 minute, et on est plutôt dans la bonne moyenne de ce qui se pratique dans notre industrie.

Donc c'était la Qualité et le Lead time.

80 ans d'EDF : le Groupe renforce son engagement en faveur de l'électrification

Nous avons eu 80 ans, et ça a été l'occasion pour nous de renforcer notre engagement en faveur de l'électrification. C'est important pour la souveraineté du pays, c'est important pour EDF, parce qu'on a des coûts fixes, et quand on peut électrifier, on peut améliorer les choses. Et on le fait de façon compétitive, donc c'est important aussi pour nos clients et pour l'économie.

Donc, il y a eu plusieurs volets : au total nous mobilisons 350 M€ pour accélérer l'électrification des usages autour de trois piliers clés.

1. Tout ce qui est solutions de chauffage et rafraîchissement bas carbone, avec notamment les pompes à chaleur, avec une aide forfaitaire de 1 000 € pour l'installation de pompes à chaleur dans les foyers modestes.

Nous avons mis sur la table 80 M€ d'aides pour accompagner les établissements scolaires, les crèches, les centres de loisirs à s'équiper en systèmes de rafraîchissement pour faire face aux épisodes de la canicule.

Puis IZI by EDF a développé une offre combinée d'isolation thermique et d'installation de pompes à chaleur

2. Dans le transport, nous avons proposé de mettre 80 M€ d'aides, avec 30 M€ pour faciliter l'achat de poids lourds, 50 M€ l'installation de bornes de recharge supplémentaires (180 bornes d'ici 3 ans).

Nos équipes de R&D travaillent encore à promouvoir des bornes de recharge ultrapuissantes qui vont encore faire gagner du temps aux utilisateurs.

3. Dans l'industrie, nous avons proposé un fonds pour accélérer la préparation de terrains qui soient clé en main, qui permettent d'accueillir par exemple, des datacenters, d'accueillir des activités complémentaires pour des activités industrielles.

Puis nous avons également mis 30 M€ d'aides pour le déploiement de chaudières électriques.

Et nous avons signé un accord de partenariat qu'avec BNP Paribas Leasing Solutions, qui permet d'accompagner l'ingénierie et le financement des projets d'électrification dans l'industrie.

Donc, c'est une dynamique qui est en jeu, qui est en route. Et je n'oublie pas de vous citer le site jepassealectrique.fr. Si vous souhaitez, n'hésitez pas, ce site est opérationnel. Il est là pour répondre à vos besoins et d'ailleurs il rencontre un très bon succès. Et merci à toutes les équipes qui ont travaillé dans ce sens-là.

Le groupe EDF accompagne l'électrification de ses clients

Donc électrification des clients. Je l'évoquais.

Bien sûr il faut que les clients soient en confiance et à l'aise, donc nous travaillons les gammes de contrats qui sont adaptées aux différents usages des clients. Les contrats à long terme, c'est un grand sujet l'an dernier, notamment les électro-intensifs, jusqu'à 21 TWh annuels ont été signés à fin juin 2026. Et il y a quelques jours, nous avons pu signer un avenant avec Exeltium qui met à leur disposition 15,6 TWh de plus entre octobre de cette année et avril

2034, ce qui va donner encore davantage de profondeur à Exeltium et à ses adhérents, et de la visibilité pour continuer à renforcer leur emprise industrielle. Donc merci à tous ceux qui ont contribué à ce à ce programme-là.

Il y a également des contrats qui sont faits pour les particuliers, notamment une offre marché Zen Estival pour les clients particuliers avec 7 h par jour, d'heures super-creuses en été. Donc j'espère que vous en bénéficiez, c'est vraiment une très belle occasion.

Et puis par exemple, nous avons pour la première fois participé à un appel d'offres groupé lancé par Hello Watt et notre offre a été retenue.

Dalkia. Alors je lisais tous les jours en début d'année qu'on était à vendre. Non, on les aime bien Dalkia, ils nous aident bien. Dalkia est engagée dans l'électrification et a été lauréate, notamment dans le cadre d'un appel à projets européen dédié à la décarbonation de la chaleur industrielle sous forme d'enchères, de 13 projets de chaudières électriques.

Par ailleurs, Dalkia continue à travailler sur les concessions de réseaux de chaleur. Outre Paris (gagné en consortium), il y a un certain nombre de projets qui utilisent la géothermie profonde et je mentionnerai par exemple la concession du réseau de chaleur de la communauté d'agglomération de Beauvais et le projet de Chaville-Ville d'Avray-Sèvres-Viroflay, et un projet à Suresnes. Donc une bonne activité dans ce sens-là.

Ensuite, il y a les services énergétiques et là l'idée est qu'il faut que ce soit simple pour nos clients.

- Donc il y a un regroupement des différents services sous le nom IZI by EDF pour les particuliers. Il y avait entre 3 et 5 entités qui faisaient des offres, et maintenant, une seule entité qui s'occupe de tout, c'est plus simple pour tout le monde de suivre ça. C'est important, la simplification pour le client.
- Puis EDF business services, lui, va se concentrer sur les entreprises et les collectivités. Là, c'est 4 500 clients qui sont suivis, donc par une entité unique. C'est beaucoup plus simple pour les clients d'avoir des interlocuteurs uniques.

Et puis je suis content de mentionner 430 000 points de recharge pour les véhicules électriques déployés ou gérés à fin juin 2026.

L'accompagnement pour les centres de données, ça, c'est quelque chose effectivement d'important pour nous. Nous avons attribué le site de Loire sur Rhône à l'entreprise Eclairion pour 350 MWh et le site de Bouchain à l'entreprise Softbank, dont le projet d'ampleur a été annoncé à Choose France. Et nous avons lancé un appel à manifestation d'intérêt pour développer un centre de données de forte puissance à Creys-Mépieu pour une puissance de 500 MWh. Donc au total en un peu plus d'une année, nous avons lancé cinq AMI pour des installations de centre de données sur 6 de nos sites, avec une puissance électrique totale en cible de 2 GW, conformément aux engagements pris par le Groupe au sommet de l'intelligence artificielle en février 2025, dans le cadre du plan lancé par le Président de la République.

Donc on sent que ça avance dans cette direction.

Alors voilà pour les clients et l'électrification.

Production et souveraineté

Et puis, bien sûr, quand vous êtes électricien, c'est bien de produire de l'électricité.

Donc, production est en hausse à 262 TWh ce semestre, par rapport au semestre précédent (257 TWh), notamment grâce au nucléaire : on passe de 202 TWh au premier semestre 2025 à 206 TWh à fin juin 2026, essentiellement poussée par une progression de la production du parc nucléaire français de + 8 TWh par rapport à l'année précédente. Il y a un petit peu moins de production au Royaume-Uni, où les AGR sont vieillissants, et en Belgique.

Donc sur la production hydraulique dans le monde globalement : 26 TWh, elle est stable. Il y avait un peu d'avance en début d'année. Bon, le mois de juin était quand même un peu plus chaud, donc il y a un petit peu moins, mais donc bravo à nos collègues. Et ça, ça a été obtenu

notamment par une disponibilité en hausse des installations. Il y a à la fois le fait d'avoir de l'eau, mais aussi d'être prêt quand le besoin est là et que la ressource est disponible.

Nous pouvons mentionner aussi les renouvelables. Bon, c'est un progrès de 6 %, on passe de 16 à 17 TWh et puis on a une base, toujours de 13 TWh, essentiellement du gaz, qui est là quand même.

Je suis content de mentionner, à chaque fois, l'intensité carbone du groupe EDF, c'est une des meilleures dans le monde, à 26,5 gCO₂/kWh. Et si vous faites un zoom sur EDF SA en France continentale, nous sommes à 4,1 gCO₂/kWh, donc c'est quand même un excellent résultat qui mérite d'être mentionné.

On parle souvent beaucoup de modulation. Cette année, on a pu moduler un petit peu moins que l'an dernier. C'est quand même significatif : 13,3 TWh de modulation sur le parc nucléaire, contre 18,3 TWh l'an dernier. Alors notamment, il y a maintenant une possibilité d'effacer un certain nombre d'installations renouvelables au-delà d'un certain seuil, ce seuil va être baissé, donc on sera davantage manœuvrant.

Et puis, dans le contexte international qu'il y avait, avec les prix du gaz qui ont augmenté, notamment avec des impacts chez nos voisins, ça a créé un peu plus d'opportunités d'exportations. Et finalement on termine le semestre avec un niveau record d'exportation de la France, me disent mes collègues, 51 TWh sur le premier semestre. Donc, il y a eu une période de canicule, mais c'est l'occasion de rappeler que notre parc, il est résilient. En temps en temps, il faut arrêter des réacteurs. On aura l'occasion d'y revenir, pour des raisons environnementales, mais ça a permis quand même de d'avoir ces chiffres records.

Notre attention à la souveraineté est toujours là.

On peut mentionner l'acquisition par Framatome de Trillium Flow Technologies. En fait, les anciens connaissent le mot Sezim, ce sont les vannes, notamment les vannes de pressuriseur qui équipent le parc et donc qui ont vocation aussi à équiper de nouveaux investissements.

Il y a également pour près de 100 M€, la transformation du site de l'usine de Framatome de Jeumont pour produire en série des équipements critiques des futurs EPR2. Nous avons annoncé la construction d'une nouvelle usine de Arabelle Solutions dédiée à la fabrication de pièces pour le programme EPR2. Et puis vous savez, peut-être depuis 48 h, on voit des annonces qui sortent sur le dispositif de préfabrication pour le lot électromécanique. Là, il y a une annonce qui a été faite en Normandie pour y en avoir une autre aussi dans une autre région de France. Donc on s'équipe pour être capable d'assurer la souveraineté de nos programmes nucléaires.

Poursuite des projets bas carbone

On le mentionne ici, Framatome a démarré au Creusot, son nouvel atelier de fabrication des Internes de cuve, ce sont des dispositifs qu'on met à l'intérieur des cuves. Ça, c'est une ré-internalisation en France pour justement alimenter nos programmes nucléaires.

Le lieu n'est pas indifférent : c'est le bâtiment où M. Messmer a fait son discours sur le nucléaire. Comme quoi, l'histoire se rencontre. Ce bâtiment a été récupéré, la plaque est toujours là et il a été modernisé. Et, c'est là que on réinternalise et on assure la souveraineté de nos internes de cuve.

A Gravelines, il y a eu le dépôt de la demande d'autorisation de création.

L'enquête approfondie sur le support de l'État par la Commission européenne pour les EPR2 sur le nucléaire a été ouverte.

Je mentionne maintenant, ça s'est passé un petit peu après le 30 juin, mais on a pu signer un accord de principe avec le gouvernement britannique pour augmenter de 20 ans la durée de vie du site de Sizewell B. Donc, il va être prolongé à 60 ans jusqu'en 2055. Ça donne une visibilité importante. Également nous avons annoncé l'augmentation de durée de vie de 2 ans, de deux réacteurs graphite au Royaume-Uni.

A Hinkley Point C, la cuve de l'Unité 2 a été installée avec un dispositif innovant : nous sommes allés voir aussi dans le pays comment ça se passait. Il y a une énorme grue qui s'appelle Big Carl, et c'est elle qui a mis la cuve en place. Et ça, ça a permis de gagner du temps sur le projet. Donc ce sont des facteurs de gain de temps, d'apprentissage.

Et puis bien sûr, Hinkley Point C, c'est un sujet pour nous, c'est l'avancée du montage électromécanique : l'an dernier, au quatrième trimestre, nos collègues ont doublé leur rythme. Au premier semestre, ils ont encore doublé leur rythme et puis pris des mesures structurelles d'organisation du chantier. J'y étais vendredi dernier. Le chantier a changé, il est vraiment organisé et maintenant il leur faut encore doubler pour se mettre sur la trajectoire. Je pense qu'il est sincèrement qu'ils vont y arriver, c'est ce qu'on leur demande.

Puis bien sûr, il y a le Grand Carénage du parc existant, avec les visites décennales et notamment le palier 1 300 MW avec Paluel, qui est engagé. Mais on a aussi nos collègues de Cattenom et de Saint-Alban qui sont mobilisés. Les équipes travaillent également avec l'ASNR sur les sujets de poursuite d'exploitation des réacteurs à 60 ans. Donc ces travaux continuent. Dans l'hydroélectricité, le passage de régime de concessions à régime d'autorisations est désormais inscrit dans la loi, et on remercie tous ceux qui ont contribué, et ça nous permet d'engager un programme d'investissement de 4,5 Mds€ pour moderniser les ouvrages, accroître leur performance et développer près de 4 GW de capacités supplémentaires.

Et sans attendre, nos collègues travaillent à Vouglans-Saut Mortier : dans l'Ain, EDF a lancé le chantier de construction d'une nouvelle turbine pompe à la centrale de Saut Mortier et associée aux retenues de Coiselet, Saut Mortier et Vouglans, elle fera de l'aménagement une STEP à 3 bassins, une première en France, portant les capacités de pompage à 84 MWh. Cette future STEP permettra de stocker l'équivalent de la consommation annuelle de 80 000 habitants et d'assurer une meilleure gestion des pics électriques. Il y aura aussi le maintien du niveau du lac de Vouglans. C'est un enjeu majeur pour le tourisme et ça permettra d'optimiser la gestion des débits à l'aval du barrage d'Allement pour mieux répondre aux enjeux d'environnement.

Alors bien sûr, il y a aussi les renouvelables : 1,5 GW brut mis en service, dont 126 MW en France. Et je voudrais mentionner un exemple très caractéristique de ce qu'on observe en ce moment. C'est ce qui s'est passé chez Edison, dans la région des Abruzzes. En gros, c'était le repowering d'un parc où ils sont passés de 173 à 47 turbines en doublant la production, la puissance installée, c'est vraiment très typique de ce qu'on voit dans le monde sur le renouvellement des renouvelables.

Adaptation au changement climatique

Alors bien sûr, nous nous sommes sensibles aux changements climatiques. On en a eu les tempêtes, maintenant, les sécheresses, les feux, etc. Et donc l'adaptation au changement climatique est importante. Et à la demande de l'État, nous avons remis, comme un certain nombre de grandes entreprises du secteur de l'énergie et des transports, notre étude de de vulnérabilité.

Nous avons prévu d'engager 8,7 Mds€ sur les 15 prochaines années pour améliorer notre résilience, que ce soit dans le nucléaire, dans l'hydroélectricité, mais aussi sur nos activités de la France d'outre-mer.

Alors, pour nous, ce ne sont pas des sujets de sûreté nucléaire, mais nous sommes parfois contraints par des raisons environnementales.

Vous vous rappelez peut-être, l'an dernier, nous avons dû arrêter 3 réacteurs à Gravelines au mois d'août car nous avons eu une invasion de méduses. Elles étaient venues très nombreuses colmater notre tambour dans notre système de pompage d'eau. Nos équipes sont maintenant organisées et suivent les méduses et un accord avec des pêcheurs pour les repousser plus loin si c'est nécessaire a été trouvé. Il y a des travaux également sur les algues.

Nous arrêtons certains réacteurs parce que la température d'un fleuve est trop élevée. Et nous, nous avons la capacité technique à refroidir les derniers condensats qui restent après les refroidissements pour si nécessaire, même baisser un peu la température des rivières. Donc c'est tous ces sujets-là qui sont pris en compte.

Pour EDF Hydro, ce sont les besoins de soutien d'étiage des territoires qui sont en jeu, et ça fait partie des missions de nos collègues de l'hydro.

Et puis bien sûr, pour EPR 2, on prend en compte ces données-là dès la conception pour accompagner les réacteurs dans toute leur durée de vie.

Alors nous avons connu une période de canicule en juin et juillet, puis ça continue maintenant. Et donc, pour respecter les réglementations environnementales, nous avons, au pic de canicule, arrêté 3 réacteurs et réduit la puissance sur 9 réacteurs.

Et malgré tout, notre système est résilient puisque nous avons été en mesure d'exporter en moyenne 10 GW, d'avoir 10 GW chaque jour disponibles pour l'export. Et donc voilà, c'est quelque chose qui reste là.

Alors en ce moment, précisément, nous avons eu 2 réacteurs à l'arrêt en lien avec les conditions climatiques : Chooz 2 et Golfech 2 sous ton contrôle, Etienne. Le réacteur Chooz 2, lui, est à l'arrêt depuis le 11 juillet, pour respecter l'accord intergouvernemental entre la France et la Belgique sur le débit de la Meuse, puisqu'il nous faut assurer un débit de 22 m³/seconde pour nos voisins belges. Et on prévoit, d'arrêter le réacteur de Chooz 1 samedi 1^{er} août à 23 h, le temps que le débit se reconstitue. Également, dans la région, nous avons la Moselle qui a un débit assez faible et nous prévoyons d'arrêter Cattenom 1, le 31 juillet à 22h30, ou 1^{er} août, on verra pour effectivement, tenir compte de la situation du fleuve. Donc c'est suivi de près, mais j'insiste sur le caractère résilient et la capacité à fournir et à continuer à exporter.

Ensuite, bien sûr, il y a la résilience du réseau d'Enedis et nos collègues investissent 15 Mds€ d'ici 2040. Et là, avec notamment la rénovation de 15 000 km par an d'ici 2030, pour s'adapter aux effets du changement climatique, y compris les situations exceptionnelles.

La canicule de juin a mobilisé plus de 1 000 techniciens d'Enedis et de salariés d'entreprises partenaires et la FIRE, notre Force d'Intervention Rapide Électricité a été déclenchée.

Actuellement, les collègues, sont mobilisés à l'occasion des incendies pour s'assurer du suivi de la connexion des clients. Donc, je salue les collègues d'Enedis qui sont engagés et aussi nos collègues qui sont pompiers volontaires. Certains collègues qui ont également fait des dons, qui sont abondés par notre fondation, aussi pour contribuer à reconstituer des forêts qui ont été détruites.

Des réseaux engagés au service de la transition énergétique

Pour vous donner quelques chiffres, Enedis a raccordé 6 000 points de livraison qui alimentent 260 000 points de recharge de véhicules électriques au premier semestre. Enedis a fait plus de 60 000 raccordements d'installations renouvelables, soit 3,4 GW et 6 GW de raccordement consommateurs, contre 4,5 GW sur le premier semestre. Bien sûr, nos collègues de SEI/PEI aussi travaillent et les délais de raccordement outre-mer ont été divisés par 2, ce qui contribue à améliorer la satisfaction des clients.

Et puis, bien sûr, la qualité des réseaux. Quel est le temps de coupure lorsqu'il y a une coupure, hors événement exceptionnel bien sûr. Enedis continue à progresser, à 30 minutes et puis outre-mer, bon, ils partent d'un peu plus loin, ils ont gagné 10 minutes à 130 minutes, dans un contexte de politique d'investissement volontaristes.

EDF répond à la hausse des besoins de flexibilité du système électrique

Ensuite, il y a une flexibilité du système, donc les équipes répondent aux besoins de flexibilité du système.

Avec l'augmentation de la flexibilité de la production, avec les stations de transfert d'énergie par pompage, donc dans l'hydroélectricité, + 14 % et les possibilités d'effacement que j'évoquais tout à l'heure de renouvelables sous obligation d'achat : 9,3 GW possible.

Des offres de flexibilité pour les clients, notamment des points de recharge pilotables pour les véhicules électriques.

Des développements de moyens de stockage. Par exemple, Stockage Énergie Catalan qui combinent des batteries 20 MW et barrages hydrauliques, 8 MW. Et en Corse, le lancement de la première station de transfert d'énergie par pompage à Sampolo de 30 MW.

Et côté insulaire, le renouvellement du parc éolien de Sainte Rose à la Réunion, avec une production multipliée par 6 et un couplage à une batterie de 4,6 MW

Principaux indicateurs du S1 2026

Ce qui nous amène à des indicateurs généraux.

Bon, le message, c'est que nous conformes à nos attentes, avec 249 TWh de production décarbonée, avec un indice de 26,5 gCO₂/kWh.

L'EBITDA est aussi au rendez-vous à 14,1 Mds€. Alors un petit peu en retrait de celui de l'an dernier, mais c'était prévu puisque l'an dernier on avait en début d'année la fin d'un lissage sur trois ans de pics de prix de 2022-2023. Ce n'est pas la seule raison, mais ça c'est une des raisons.

Le grand sujet qu'on a tous les jours, le cash-flow opérationnel est au rendez-vous à 2,6 Mds€. Claude nous expliquera qu'avant il y avait des effets de fonds de roulement qui est un peu exceptionnel, mais on est au rendez-vous, ce qui permet d'assurer la maîtrise de l'endettement financier net à 51,5 Mds€, ce qui est essentiel pour nous dans un contexte où nous investissons, nous recrutons, nous renforçons nos outils industriels et nous sommes attentifs à nos clients.

Et je te passe la parole Claude, sur la partie plus détaillée de nos chiffres.

Claude Laruelle, Directeur exécutif Groupe en charge de la Direction Finance & Impact

Merci Bernard et bonjour à toutes et tous.

Je suis heureux de vous retrouver ce matin afin de vous présenter les résultats financiers du premier semestre 2026, et je vous propose de commencer par les chiffres clés.

Résultats financiers solides

Ils sont solides, comme vous pouvez le voir sur ce tableau.

Le chiffre d'affaires s'est élevé à 57,4 Mds€.

En léger recul par rapport à l'année dernière, dans un contexte de baisse des prix de marché, l'EBITDA atteint 14,1 Mds€, soit une baisse de 1,4 Md€ par rapport à l'année dernière. Il bénéficie du très bon niveau de production nucléaire dans un contexte là aussi de prix en baisse.

L'EBIT suit l'évolution de l'EBITDA à 7,6 Mds€.

Enfin, le résultat net part du Groupe reste quasi stable à 5,2 Mds€, en raison de la bonne performance des actifs dédiés aux provisions de nos passifs nucléaires.

Ces résultats ont permis de générer un cash-flow opérationnel que mentionnait Bernard de 2,6 Mds€, et de stabiliser l'endettement financier net au même niveau qu'à fin 2025 à 51,5 Mds€.

Notre ratio EFN sur EBITDA est un très bon niveau à 1,8 x.

Production nucléaire en hausse et hydraulique stable en France

On regarde maintenant la production nucléaire et hydraulique.

La performance opérationnelle a été à nouveau au rendez-vous avec une production nucléaire en France, qui atteint près de 190 TWh, une hausse de 8 TWh par rapport au premier semestre 2025. Il faut saluer le travail des équipes parce que c'est le fruit du travail sur le terrain, et notamment des résultats du programme START, qui permet de réduire la durée des arrêts de tranche. Et comme l'a présenté Bernard tout à l'heure, c'est remarquable de voir que 13 arrêts sur 21 ont été plus courts que prévu ce semestre. Bravo à toi Etienne et à tes équipes.

La disponibilité de nos ouvrages hydrauliques a été bonne également, permettant d'atteindre un niveau de production de 23,7 TWh pour la France, quasiment au même niveau que l'année dernière, dans un contexte d'hydraulicité très légèrement sous la normale. La très forte sécheresse qui frappe la France en ce moment nous rend très attentif au niveau de production pour le second semestre.

EBITDA robuste dans un contexte de baisse des prix de marché

Rentrons maintenant dans le détail des principaux effets qui expliquent l'évolution de l'EBITDA, quand on le compare au S1 2025.

Tout d'abord, on a un effet volume qui est positif et qui est représenté sur ce graphe par les deux premières briques.

La hausse de la production nucléaire en France, qui est partiellement compensée par la baisse de la production nucléaire au Royaume-Uni, les deux contribuant pour positivement pour 0,3 Md€, la légère baisse de la production hydraulique en France et en Italie pour -0,2 Md€.

Ensuite, un effet prix pour -0,8 Md€. Il retranscrit naturellement la baisse des prix de marché depuis le pic des années 2022 et 2023. Il intègre notamment un effet de comparaison avec une base élevée en 2025, puisque on a connu une baisse de 15 % du TRV (le tarif réglementé de vente d'électricité) au 1^{er} février 2025, qui pèse pour la moitié de cet effet, c'est à dire 0,4 Md€.

Le mois de juin a également été impacté par une hausse des demandes électriques. Dans le contexte des vagues de chaleur, alors que certaines centrales nucléaires, comme le disait Bernard, étaient amenées à baisser ou arrêter leur production, pour respecter la réglementation relative à la température des cours d'eau.

Enfin, la dernière colonne regroupe différents effets dont le principal correspond à la hausse de la taxe sur les installations nucléaires de base pour 0,6 Md€. Le montant est comptabilisé au premier semestre, il correspond au coût pour l'ensemble de l'année 2026.

EBIT

On passe maintenant à la slide suivante et on regarde comment l'évolution de l'EBITDA se retrouve dans l'EBIT. Il s'élève à 7,6 Mds€.

Les amortissements augmentent un petit peu de 0,4 Md€ et ils intègrent désormais l'amortissement de Flamanville 3 à la suite de la mise en service qui clôturait les périodes de test. Mise en service qui est intervenue à la fin du mois d'avril.

Les réseaux de distribution, dont le montant des investissements augmente de façon régulière, en lien notamment avec l'adaptation au changement climatique et la connexion de nouveaux clients et producteurs, contribuent également à cette hausse.

Résultat financier en amélioration

Si on passe maintenant au résultat financier, il est positif à 0,2 Md€ en très nette amélioration. Il était négatif l'an dernier.

Il est composé de trois blocs.

1. Tout d'abord, le coût de l'endettement financier qui s'élève à -1,7 Md€. Il est stable grâce à une gestion active de la dette.

Je vous rappelle qu'on a été très actif ce semestre avec l'émission de plus de 5 Mds€ d'obligations, dont 2,75 Mds d'obligations vertes pour le financement de l'extension de la durée de vie des réacteurs nucléaires et le projet Hinkley Point C.

2. Deuxièmement, la charge de désactualisation. Alors là, on a un petit effet de comparaison par rapport à l'année dernière. Cette année, c'est -2 Mds€ parce que l'année dernière, on avait augmenté de dix points de base au S1 2025, le taux d'actualisation des provisions.
3. Troisièmement, les autres produits et charges financiers qui s'élèvent à 3,9 Mds€ en très nette hausse de 2,1 Mds€. Et c'est dû à la performance plus forte du portefeuille des actifs dédiés : 5,9 % sur le semestre à comparer à 1,9 % l'année dernière, liée aux marchés actions plus favorables qui expliquent une grande partie de cette amélioration. Et du coup, le taux de couverture des provisions nucléaires continue à progresser : il atteint désormais 112,6 % au 30 juin 2026, soit 3,8 points de plus qu'à la fin de l'année dernière.

Le résultat financier courant s'établit, lui, à -1,8 Md€, quasi stable par rapport à au premier semestre 2025.

Résultat net part du Groupe stable

Si je passe maintenant au résultat net, dont vous avez ici le détail.

On retrouve l'ensemble des éléments que je viens d'expliquer.

Donc il s'élève à 5,2 Mds€, quasiment stable par rapport à l'année dernière, outre l'évolution du résultat financier.

La charge d'impôt, elle, augmente de 0,3 Md€. Elle intègre la contribution exceptionnelle d'impôt sur les sociétés en France pour 509 M€, et le taux effectif d'impôt s'élève à 33,2 %.

Retraité des éléments non récurrents, le résultat net courant s'élève à 4 Mds€.

Investissements nets stables

Je passe maintenant aux investissements, qui sont un des éléments principaux du cash-flow. Ils se sont élevés à 11,4 Mds€ au même niveau qu'au premier semestre 2025.

Ils sont réalisés principalement pour le Grand Carénage, qui représente à peu près un quart des investissements dans le cadre de l'extension de la durée de vie des réacteurs en France et de leur résilience aux événements climatiques.

Ensuite, le nouveau nucléaire avec les projets Hinkley Point C et le Programme EPR2, ça représente à peu près un tiers de nos investissements.

Et enfin, le développement des réseaux et leur adaptation au changement climatique qui représente là aussi un tiers de nos investissements.

Près de 95 % de ces investissements sont alignés avec l'objectif « Net Zero Emissions » du Groupe.

Cash-flow positif permettant une stabilité de l'endettement financier net

On passe maintenant à l'endettement financier net : son évolution et les autres éléments du cash-flow.

Le Cash-flow opérationnel, comme on le disait en début de présentation, s'élève à 2,6 Mds€. Il s'explique d'abord par un EBITDA Cash de 11,4 Mds€ sur le semestre. Une baisse de 2,7 Mds€ par rapport à l'EBITDA, que je vous ai présenté plus tôt. Il correspond aux éléments non monétaires de l'EBITDA, notamment la variation de juste valeur des instruments utilisés dans le cadre des activités d'EDF Trading en lien avec la hausse des prix de marché, des commodités et de la volatilité observée au premier semestre 2026.

Deuxièmement, par une variation favorable du besoin en fonds de roulement de 2,5 Mds€. On avait un besoin en fonds de roulement nettement supérieur l'année dernière, mais il reste

positif ce semestre. L'impact de la baisse des prix de vente et l'effet saisonnier des volumes entraînent une diminution des créances clients de 3 Mds€. En revanche, le déficit de compensation des charges dans le mécanisme de CSPE dégrade ce BFR de 0,6 Md€.

Et troisièmement, nous, comme nous venons de voir, des investissements nets de 11,4 Mds€. Si on regarde la suite de ce bridge : les frais financiers nets décaissés représentent 0,4 Md€, l'impôt 0,8 Md€ et les dividendes 0,4 Md€, y compris les coupons des Hybrides.

Le cash-flow Groupe a ainsi été positif de 1,1 Md€ sur ce semestre, et après prise en compte des autres éléments, cela permet de stabiliser la dette financière nette à 51,5 Mds€, au même niveau qu'à fin 2025.

Projection et objectifs

Projetons-nous maintenant sur le reste de l'année.

Nous vous avons indiqué lors de la présentation des résultats annuels en février, que nous anticipions un EBITDA à un niveau solide de 2026, bien qu'en léger retrait par rapport à 2025, dans un contexte de baisse des prix.

Nous affinons cette projection en escomptant un EBITDA 2026 attendu en baisse de l'ordre de 10 % par rapport à 2025, qui, pour rappel, s'était élevé à 29,3 Mds€.

Nous confirmons nos objectifs jusqu'à fin 2027, avec un ratio EFN sur EBITDA inférieur ou égal à 2,5 x, et un ratio Dette économique ajustée sur EBITDA ajustée inférieur ou égal à 4 x. Je vous remercie et je te rends la parole, Bernard.

Bernard Fontana, Président-Directeur général d'EDF

Merci Claude.

Donc tes résultats à l'attendu et une projection voire un peu meilleure qu'attendu en matière d'endettement et de maîtrise d'endettement, ce qui est encourageant quand on se lance dans d'importants d'investissements.

Priorités

Alors les perspectives.

Bien sûr, Sûreté-Sécurité-Qualité-Lead time.

Et puis depuis 80 ans, on est le fournisseur d'électricité compétitive, souveraine et bas carbone.

Donc au-delà de ça, donc, 6 gros axes de priorités.

Le premier, c'est continuer l'électrification des usages, l'accélérer. Nous allons poursuivre le développement des offres et favoriser l'implantation de nouvelles activités en France au service de la souveraineté énergétique et industrielle.

Ensuite, deuxième grand axe de priorités, c'est renforcer nos atouts, nos moyens de production. Alors, nos équipes nucléaires sont engagées à assurer un productible supérieur à 400 TWh. Ils sont disponibles. Parfois on leur demande de moduler, parfois il y a moins de besoin à l'export, etc. Et notre estimation de production nucléaire en France est confirmée entre 350 et 370 TWh en 2026. Nos collègues travaillent à l'allongement de la durée de vie des réacteurs et l'augmentation de la puissance du palier 900 MW. Ce qu'on voit, c'est qu'en équipant les 13 réacteurs parmi ceux du palier 900 MW avec une turbine plus puissante, on peut gagner au moins 35 MW par réacteur. Et puis nos équipes travaillent également sur le sujet de la poursuite de l'exploitation des réacteurs à 60 ans. Dans l'hydroélectricité, comme je l'ai évoqué, à la suite de la promulgation de la loi, nous allons pouvoir lancer des investissements dans l'hydraulique en France. Et puis il y a tout ce volet d'adaptation au changement climatique.

Troisième grand axe de priorités, c'est la maîtrise industrielle des projets. Avec l'accélération de la cadence sur les travaux de montage électromécanique d'Hinkley Point C. Et nous travaillons tous sur la décision finale d'investissement pour le programme EPR2 que nous visons d'ici la fin de l'année.

Dans les énergies renouvelables, nous avons une stratégie de maintien des compétences et de poursuivre le développement des renouvelables avec un modèle d'affaires moins demandeur en capitaux. Et je dois signaler que nos collègues y réussissent plutôt bien à le faire. Nous poursuivons aussi le développement des chantiers de centrale bioénergie, du Ricanto en Corse et de Larivot en Guyane. Et puis, à noter à l'international, un accord de développement et d'exploitation de la première station de transfert d'énergie par pompage d'Oman, avec une capacité de stockage pouvant atteindre 2 GW.

Autre point, essentiel pour nous, ce sont les compétences avec les recrutements, la formation, la diversité et le développement des carrières. Donc en 2026, le Groupe maintient ses volumes de recrutement à niveau élevé plus de 13 000 recrutements dans le monde. Sur le périmètre France, nous recrutons 8 500 nouveaux salariés en CDI. On se projette à plus de 10 000 recrutements par an dans les prochaines années. On recrute beaucoup de jeunes avec 5 000 nouveaux alternants et 7 500 stagiaires dont 3 000 stagiaires rémunérés et 4 500 stagiaires de troisième et de seconde. Nous travaillons également à faire entrer des professionnels qui ont une expérience ailleurs, dans des domaines techniques comme la maintenance, l'exploitation des sites de production, le pilotage de projets, le numérique, les métiers de services énergétiques. Nous avons également une démarche pour renforcer notre prospective métier, affiner les besoins en volume, en compétences et construire des parcours constructeurs de compétences et qui permettent de s'épanouir dans la durée au sein du Groupe et de disposer de bonnes compétences au bon endroit au bon moment. Nous investissons dans la formation tout au long de la carrière. Nous encourageons la mobilité au sein du Groupe et des filiales et cultivons une culture de transmission, d'innovation et de travail ensemble, notamment une démarche de *knowledge management*, de transmission des savoirs, ce qui est clé pour capitaliser les expériences et les compétences qui sont, qui sont transmises.

Nous avons besoin, bien sûr, de soutenir notre trajectoire financière. Nous y sommes attentifs. Vous avez compris notre focus sur le cash et nous sommes confiants dans notre capacité à le faire. Nous avons également une stratégie de rotation de certains actifs qui permet de maximiser la capacité financière d'EDF et de développer de nouvelles solutions compétitives et bas carbone dans nos activités d'excellence opérationnelle du Groupe : le nucléaire, l'hydraulique et les renouvelables. Et la cession des activités EDF power solutions aux États-Unis et au Canada avance bien et pourrait intervenir au cours du second semestre 2026. Et puis nous continuons la réduction de nos frais généraux pour dégager des marges de manœuvre qui nous sont précieuses pour financer notre avenir.

Des équipes engagées et mobilisées

Tout cela ne peut se faire que parce que nos collègues sont des équipes qui sont engagées et mobilisées. Et j'en profite pour les remercier.

Donc, on retrouve ici les chiffres des alternants. EDF est maintenant à la cinquième place des entreprises préférées des étudiants BAC + 5 en ingénierie en France, en progression de 5 places en six ans. C'est l'occasion de donner des défis pour continuer à gagner des places. C'est un état d'esprit.

Et puis bien sûr, nous sommes attentifs à la proportion des femmes parmi les dirigeants, qui sont un atout du Groupe. Vous voyez que nous sommes à 29,7 %. Nous visons 30 % à la fin de l'année et nous continuerons bien sûr à progresser.

C'est l'occasion aussi pour moi de mentionner que nous avons signé récemment un accord pour être fournisseur officiel d'électricité bas carbone et partenaire fondateur des Jeux olympiques et paralympiques d'hiver Alpes 2030, qui sera encore une occasion de nous engager, d'engager nos salariés et de contribuer à l'électrification des régions qui sont concernées.

Donc, voilà des défis, nous sommes au rendez-vous, mais nous avons une trajectoire ambitieuse, nous allons continuer à la déployer.

En tout cas, merci à tous nos collègues et tous ensemble, nous sommes fiers d'être EDF depuis 80 ans et nous sommes engagés pour les décennies à venir.

Je vous remercie.

Session questions / réponses

Le Figaro : Quelles sont les raisons de la révision des perspectives sur l'EBITDA ?

Claude Laruelle : Oui, peut être très rapidement. C'est d'abord un affinage. Ce que j'ai dit tout à l'heure, c'est qu'on affine nos perspectives. On avait prévu un EBITDA en léger retrait et là on a recalculé le retrait parce qu'on a une meilleure visibilité depuis le début de l'année. Et donc on a recalculé -10 % avec les équipes. Et encore, ça n'est qu'une prévision. Donc on a juste légèrement affiné notre prévision pour la fin de l'année.

AFP : On observe dans les comptes une augmentation de près de 500 M€ des impôts et taxes acquittés par le groupe. Pouvez-vous nous dire quelle en est la raison ?

Claude Laruelle : Oui, 500 M€. Il y a la contribution exceptionnelle de 500 M€ dont j'ai parlé tout à l'heure, qui est l'essentiel. Et puis on a, en fonction des groupes fiscaux, des évolutions dans les différents pays. Mais le gros de l'impact, c'est la contribution exceptionnelle en France 500,509 M€.

Les Echos : Pourquoi les actifs dédiés augmentent autant au dernier semestre ? Quels sont vos objectifs d'investissement annuel ?

Claude Laruelle : Alors, on n'a pas véritablement d'objectif d'investissement annuel. On a un portefeuille d'actifs dédiés qui est réparti en poche : une poche infrastructure qui représente à peu près un tiers, une poche d'obligations cotées qui représente un deuxième tiers et un troisième tiers qui représente qui sont des actions cotées. Ce qui a beaucoup performé, ce sont les actions.

Et quand on compare la performance des actions, au regard de ce qui s'est passé l'année dernière, on a un différentiel assez net. C'est porté par la très bonne performance des actions qu'on a connu au début de l'année. Il faut regarder ça sur une très longue période parce que ces actifs dédiés, ils sont là pour faire face à nos passifs nucléaires, et à nos charges de démantèlement. Donc, on a une vision très long terme.

Justement, quand je vous parlais de cet équilibre, c'est pour avoir un rendement sur le très long terme.

Donc on ne peut pas juste regarder un semestre qui est un peu meilleur. Notre objectif, c'est d'avoir des actifs dédiés qui puissent performer pour assurer nos charges de démantèlement dans les 50 prochaines années.

Bernard Fontana : Donc sans remettre en cause les investissements - et bravo aux collègues qui gèrent les actifs dédiés - on savait qu'on a 40 Mds€. Si on regarde si on peut être un peu plus manœuvrant tout en créant de la valeur pour contribuer de façon un peu plus proche aux intérêts du Groupe, au-delà du résultat financier. Par exemple avec l'augmentation de la durée de vie des réacteurs, ça va peut-être recalculer rétroactivement le coût dont vous avez besoin. Ça peut donner un peu de marges de manœuvre, donc c'est de se créer un peu plus de marge de manœuvre avec nos actifs dédiés.

Bloomberg : Pouvez-vous faire un point sur le projet d'ouverture de capital d'Edison ? Donner le pourcentage ? L'échéance ?

Claude Laruelle : Alors sur le l'ouverture du capital d'Edison. Comme on l'a annoncé, Edison, qui importe une partie importante de son gaz du Qatar (45 %), a subi un certain nombre de force majeure : encore récemment, trois cargos qui ont été annulés. Donc ils ont été obligés de rediversifier leurs achats de gaz. Donc ils peuvent totalement, parfaitement fournir le gaz. Mais, dans cette période d'incertitude, ça leur donne un manque de visibilité sur les années à venir.

Et avec ce manque de visibilité, notamment sur leur différentiel entre les achats et les ventes, leur spread, leur marge de transformation, ça rend difficile l'ouverture du capital d'une entité comme Edison.

Ça ne veut pas dire qu'on a arrêté de travailler, on continue de travailler avec eux et là aussi on révisé les business plans en fonction des appels d'offres qu'ils peuvent gagner, notamment sur le renouvelable. Donc on continue à travailler avec eux, mais on n'a pas lancé formellement l'opération. On la lancera quand on aura une meilleure visibilité.

Ça ne veut pas dire qu'on l'a abandonné, mais qu'on la lancera quand on aura une meilleure visibilité sur la trajectoire financière d'Edison.

Montel : Quelles sont les perspectives de production hydraulique pour le reste de l'été et de l'année, étant donné la situation hydrologique actuelle ?

Emmanuelle Verger : Oui. Alors aujourd'hui, effectivement, on a une hydraulité qui a d'ailleurs été irrégulière depuis le début de l'année puisqu'elle était supérieure à la normale sur le début d'année et qu'elle est inférieure à la normale depuis fin mars, depuis la deuxième moitié de mars. Ce qui permet sur le semestre, ça a été dit par Bernard et Claude d'avoir une production à peu près conforme à l'attendu.

Mais c'est vrai que depuis, depuis mai et juin, on a une production qui est, en volume d'énergie, un peu inférieure à la normale. Il faut rester très modeste sur notre capacité à prévoir la production sur le reste de l'année. Le passé nous a montré que les situations pouvaient se renverser très vite.

Et puis, je voudrais quand même ajouter un deuxième point, c'est que la particularité des actifs hydroélectriques, c'est d'être flexible. La disponibilité de nos actifs est très bonne, Bernard l'a dit, ce qui nous permet d'avoir la capacité de production en MW maximale au moment où le système en a besoin. Donc voilà.

Donc c'est une baisse de production limitée, une perspective de baisse de production très limitée, 2 à 3 %, pas plus pour l'instant. Et ça ne veut pas dire qu'il y a un impact financier associé.

La Tribune : De quelle manière la canicule va peser sur la rentabilité du groupe sur l'ensemble de l'année 2026 ?

Claude Laruelle : Donc, sur l'ensemble de l'année 2026, ce qu'on voit, c'est qu'on aura un effet au mois de juillet, puisqu'on l'a déjà un peu constaté : moindre hydraulité sur l'hydraulique et puis un effet aussi sur notre parc nucléaire. On verra ce que ça donne le mois d'août. Mais aujourd'hui on est en départ lancé quand même sur la production du parc nucléaire puisque fin juin on a plus 8 TWh par rapport à l'an dernier. Donc on voit aussi que le parc nucléaire, il reste très résilient.

Aujourd'hui, on a 42 réacteurs couplés, si ma mémoire est bonne. Donc on reste très confiant sur la capacité du parc nucléaire à délivrer, on va dire, le haut de fourchette de la cible que nous avons aujourd'hui.

La Tribune : Pouvez-vous faire un point sur l'évolution de la l'évolution capitalistique de Nuward ? Est-ce qu'EDF compte sur un nouveau soutien financier de l'État via France 2030 ?

Bernard Fontana : Effectivement, nous avons atteint en fin de ce mois-ci un milestone pour Nuward. Les équipes ont très bien travaillé sur un concept de technologie éprouvée hybride. C'est parmi les plus avancés dans ce métier-là : c'est-à-dire la capacité à faire à la fois de la chaleur et de l'électricité, qui intéresse beaucoup les clients.

Effectivement, nous sommes prêts à continuer à soutenir Nuward, à rechercher des aides. Il y en a à la Commission européenne, au niveau de l'État, mais aussi des financements de tiers qui se manifestent, que ce soient des pays, des électriciens, des sociétés d'ingénierie ou

d'équipements qui souhaitent être de la partie. Et donc ça va être l'enjeu de la rentrée pour Nuward.

Et je pense que Nuward a une belle trajectoire devant lui.

Le Monde : On reporte la vente possible d'Edison, mais y a-t-il d'autres cessions en vue dans les prochains mois ?

Claude Laruelle : On a en vue l'ouverture du capital, une opération qui est lancée, d'une petite société chez nous qui est Cyclife. C'est qui est en cours, mais c'est une petite société qui fait du démantèlement. Donc on a cette opération qui est déjà lancée.

Et puis sinon on n'a rien de très majeur pour l'instant, qui soit programmé.

L'objectif numéro 1 de cette année, c'est de faire le closing financier de l'opération de cession de nos actifs renouvelables en Amérique du Nord, qui a été signé le 30 juin 2026. Donc je pense que ça, c'est notre priorité.

Ça fera au total, une fois qu'on aura récupéré les earn out, un désendettement complet de 5,5 Mds\$. Et donc ça, pour moi, c'est la priorité numéro un du S2 2026.

Montel : Les volumes de modulation sont en baisse sur ce premier semestre. Est-ce lié aux nouvelles règles qui poussent les renouvelables à écrêter leur production en cas de prix négatif ? Qu'anticipez-vous pour le reste de l'année ? Devrait-on avoir une forte baisse des volumes de modulation nucléaire ?

Bernard Fontana : Effectivement, comme annoncé tout à l'heure, je crois que la modulation qui était de 18,6 TWh si je ne dis pas de bêtises l'an dernier était 13,6 TWh cette année. Effectivement, il y a près de 9 GW qui peuvent être maintenant modulées au niveau des renouvelables, qui permettent d'ailleurs de baisser encore ce seuil. Ça va donner de la marge de manœuvre. Après ça va dépendre de l'ensemble, je ne sais pas si Etienne, tu as des compléments à ajouter à cela.

Etienne Dutheil : Oui merci Bernard. On peut ajouter le fait qu'on a moins modulé parce que la demande a été relativement soutenue et notamment durant la période de canicule, pour deux raisons, c'est que la consommation est un peu plus élevée que la moyenne et ensuite nous avons des débouchés parce que d'autres moyens de production sont très peu disponibles durant les périodes de canicule où il n'y a pas de vent.

Bernard Fontana : On l'a vu à l'export parce qu'il se trouve que dans ces périodes de canicule, il n'y a pas de vent et donc le soir, on voit tout de suite dès que le soleil baisse un peu, une forte demande des pays qui sont autour de nous. Et ça, ça a été un facteur, assez visible pendant ces périodes-là.

Le Monde : Où en est EDF dans sa sélection des sites possibles pour 8 EPR 2 ? Y a-t-il déjà une liste resserrée des sites potentiels ? Et quel est le moment prévu pour en faire l'annonce ?

Bernard Fontana : Effectivement. D'abord EPR 2, les équipes travaillent bien. Ensuite, on nous a demandé effectivement d'identifier des sites pour 8 de plus. Bien sûr, nous faisons le travail et la commande est pour la fin de l'année.

Donc c'est à ce moment-là, je pense que les annonces pour pourront être faites.

La Tribune : Pouvez-vous nous dire quelles premières opérations vont être réalisées dans le cas de la VC 1 de Flamanville 3 ? Est-ce que le remplacement du couvercle de cuve est prévu ?

Etienne Dutheil : Donc sur la visite complète 1 (VC 1), ça va être une mise à l'arrêt tout à fait classique.

Ensuite, on va entamer les gros chantiers de cette VC1 qui sont d'abord tout un volet contrôle réglementaire, où là on va avoir une un grand nombre de chantiers, qui vont être engagés en parallèle, et puis un autre volet qui sont les modifications qu'on va apporter à l'installation, les améliorations.

Donc, il y en a une majeure, c'est le remplacement du couvercle de cuve. En effet, il y en a d'autres sur des mises à jour du contrôle commande. Et puis un gros chantier également sur le remplacement des échangeurs de la source froide pour en augmenter la capacité.

Euractiv : Est-il encore possible et rentable de construire de nouveaux EPR dans les régions du centre de la France, en utilisant l'eau des rivières pour le refroidissement ? La seule possibilité de minimiser les risques et l'impact sur la rentabilité liée au changement climatique consiste-t-elle à construire les nouveaux EPR seulement sur les côtes océaniques ?

Bernard Fontana : Je l'évoquais tout à l'heure, par exemple pour Bugey, c'est prévu de le doter d'un dispositif qui ressemble à celui est par exemple à Civaux. Vous n'entendez pas parler de Civaux, et pourtant, dans la Vienne, il n'y a pas des débits énormes. Donc il y a à la fois des bien sûr des réacteurs côtiers, mais aussi des réacteurs sur fleuve. Et ça participe d'ailleurs à une bonne répartition de la production dans notre système électrique.

Également côté turbine, mes collègues de d'Arabelle Solutions travaillent à faire un concept de turbine sans eau. Alors, pour simplifier, parce qu'il y a des régions du monde où la sensibilité à l'eau est encore bien plus importante et il y a des capacités techniques qui sont en développement qui sont en train de se faire.

Pouvez-vous nous dire quels volumes ont représenté les arrêts des réacteurs et les baisses de charges en raison des contraintes environnementales au cours des dernières semaines ?

Etienne Dutheil : Alors je vais vous répondre sur le fait qu'on a des chiffres très précis pour le mois de juin. On a une perte de production du fait des contraintes climatiques de 1 TWh au mois de juin. C'est à mettre au regard d'une production qui est de 33 TWh et d'exportation de 6 TWh. Donc le TWh en question, on aurait été très heureux de le produire. Vous voyez que ce n'est pas non plus l'alpha et l'oméga de la production du parc.

Et puis au mois de juillet, ce sera probablement un peu plus important, on peut l'estimer aux alentours de 2 TWh pour une production totale qui sera du même ordre.

Bloomberg : Les renégociations des conditions du projet Offshore Centre Manche 1 avec le gouvernement ont-elles progressé ?

Bernard Fontana : Il y a des discussions qui avancent dans la bonne direction. Il s'agit de d'identifier que des changements un peu extraordinaires de situation qui sont reconnus. Et ces discussions se poursuivent. Elles sont de qualité. Je confirme.

Montel : Pourriez-vous nous donner le bilan des contrats à long terme et des CAPN conclus ? À quoi correspondent les 20 TWh que vous mentionnez dans le communiqué, exactement ? Et quel est le volume de contrats conclus à moyen terme à quatre et cinq ans ?

Béatrice Bigois : Alors, les 21 TWh correspondent à des contrats de long terme. Donc au-delà de 4 à 5 ans et pouvant aller jusqu'à 18 ans de maturité. Ils comprennent notamment les CAPN, et également des contrats à prix indexés. Concernant les offres de marché à moyen terme, donc plutôt 4 ou 5 ans. Nous sommes sur les tendances enregistrées les 2 dernières années qui étaient, entre les 2 dernières années, des volumes annuels signés entre 15 et 18 TWh et nous sommes à 8 TWh sur le premier semestre.

Je pense que la question était aussi sur le nombre, si on a.

Béatrice Bigois : Alors nous ne communiquons pas sur le nombre de contrats.

Bernard Fontana : Je crois qu'ils étaient autour de 20 000 sur les moyen terme.

Béatrice Bigois : Oui sur les moyen terme. Sur les CAPN, nous ne communiquons pas, puisque certains sont confidentiels.

Bernard Fontana : On peut peut-être en mentionner un, récemment dans le sud.

Béatrice Bigois : Oui, nous venons de signer. Alors il n'est pas dans ces chiffres là puisqu'il a été signé en juillet. Nous venons de signer avec H4 Fos un contrat innovant, c'est à dire sur une usine qui sera construite de production d'e-fioul pour l'industrie aéronautique. Donc c'est un contrat qui commencera, qui est soumis à une condition de réalisation de l'usine.

Politico : Des élus locaux disent que votre aide à l'installation des climatiseurs est inopérante en raison des ruptures de stock sur les plateformes d'achat public. Qu'en est-il alors ?

Béatrice Bigois : Effectivement, il y a une très forte demande pour certains types d'équipements, eu égard aux vagues de canicule enregistrées ces derniers temps. Cela dit, nous enregistrons des forts taux de demandes sur l'aide sur l'été 2026. Aujourd'hui, ces aides ne concernent pas seulement les climatiseurs, mais également d'autres dispositifs de rafraîchissement comme les brumisateurs, des ventilateurs. Et donc aujourd'hui, c'est une aide à laquelle les collectivités ont recours sans aucun problème.

On peut penser aussi que les plateformes qui sont en rupture auront le moyen de réassortir leurs stocks d'ici la fin de cette aide. Cette aide va durer jusqu'à la fin du mois de septembre, donc ça laisse un petit peu de temps aux collectivités et aux plateformes pour se réassortir en stock.

Et en plus, il y a une deuxième aide dans le dispositif qui permet d'installer des moyens plus pérennes sur une durée allant jusqu'à l'été 2027.

Montel : Vous avez dit que la contribution d'EDF à la stabilité du réseau devait être reconnue au niveau européen. Pourriez-vous développer ce point ? Car il existe déjà des réserves qui rémunèrent la gestion de la fréquence. Comment a réagi la Commission européenne à cette demande ?

Bernard Fontana : Le message est qu'on regarde les électrons, mais il y a des électrons qui ont des propriétés, d'autres non. Parce qu'un système électrique a des particularités qui sont des lois de la physique, qui doivent être équilibrées entre offre et demande à chaque instant. Il doit être équilibré en fréquence et en puissance.

Et donc il y a un certain nombre de génération d'électricité qui participent à cette stabilité du système. Et la France est un cœur de stabilité. Avec notamment le parc nucléaire, c'est près de 30 % des machines tournantes de l'Europe de l'Ouest.

Et ce qu'on observe aussi, c'est que l'attention à la stabilité n'était pas la préoccupation initiale. Il fallait développer un certain nombre de modes de production d'énergie, mais devient

davantage prégnante. Il y a eu le black-out en Espagne, il y en a eu en Macédoine, il y a eu des alertes dans différents pays.

Et maintenant l'attention à la stabilité du système, c'est quelque chose qui est pertinent, qui est compris par beaucoup de personnes.

Et donc voilà, nous bénéficions du système européen, nous avons exporté, nous l'avons dit tout à l'heure, mais nous pensons qu'il est important aussi de rappeler qu'il y a des règles de stabilité à respecter. On voit que l'Espagne s'est dotée d'un certain nombre de règles et qu'il y a le service système qui participe à cette stabilité qui mérite une attention particulière. Et je pense que ce discours est entendu.

Le Monde : Quelle est la réaction de la direction d'EDF à la mobilisation syndicale du 15 septembre pour défendre le tarif agent, sur lequel le gouvernement entend revenir ? La disparition possible de ce tarif agent risque-t-elle de fragiliser l'attractivité d'EDF pour de futures embauches ?

Elisabeth Terrail : Alors peut-être pour redonner un petit peu de contexte autour de cette question, La Cour des comptes a publié du coup le 17 juillet dernier, les résultats de son contrôle de la politique des ressources humaines d'EDF, sur la période 2018 à 2025.

Et le rapport a donné lieu à différentes retombées, presse et commentaires, qui ont essentiellement porté sur les propositions de la Cour des comptes relative au tarif agent que vous mentionnez, sachant que le gouvernement avait organisé le 9 juillet une réunion avec les fédérations syndicales pour leur indiquer qu'il souhaitait mettre en œuvre la recommandation de la Cour des comptes de revaloriser le barème social et fiscal de cet avantage. Donc voilà. Donc, sans qu'il y ait de remise en cause du tarif particulier, la revalorisation du barème de cet avantage conduirait à une augmentation des prélèvements sociaux et fiscaux pour les salariés, les retraités et toutes les entreprises de la branche de toutes les entreprises des IEG. En fait, c'est un dispositif qui ne concerne pas que EDF.

Et effectivement, du coup, un appel à la grève a été lancé par l'intersyndicale. Et à date, les modalités précises pour faire évoluer le barème ne sont pas encore précises.

Bernard Fontana : La bonne séquence pour EDF, c'est que nos salariés soient tous engagés dans l'électrification de la France, dans la gestion de tous les aléas qu'on voit. Il y a eu des tempêtes. Là il y a des, la canicule, les incendies, etc.

Dans l'augmentation de la durée des réacteurs, dans le nouveau parc nucléaire, dans les projets d'hydroélectricité, il faut qu'on trouve un moyen de se replacer dans cette séquence qui est la bonne séquence d'EDF qui vient de fêter les 80 ans, qui se projette dans le futur.

Montel : La CRE dit que la liquidité sur les marchés de gros sur les échéances à 3 et 5 ans est faible, voire inexistante. Pourquoi est-ce que EDF n'offre pas plus de liquidité à ces échéances ? Est-ce que ce manque de liquidité ne risque pas de nuire à l'électrification des fournisseurs, EDF ne pouvant pas les faire à moyen terme ?

Béatrice Bigois : Bon, il est vrai que la liquidité sur les marchés de gros s'amenuise avec l'horizon. Donc effectivement, à des échéances plus éloignées, il y a moins de liquidité. Cela dit, les contrats peuvent se négocier. Nous par exemple, nous commercialisons tous les jours à travers des enchères, des volumes sur ces horizons-là.

Donc il est possible d'accéder à des volumes sur ces horizons-là.

Je note cependant que ce manque de liquidité n'a pas du tout freiné le développement du marché à 4 et 5 ans.

Pour les clients, ce n'est pas un épiphénomène. Il s'est mis en place par suite de la crise que nous avons connue en 2022, avec une volonté en fait de développer ces contrats. Alors EDF les a développés. Aujourd'hui, ils sont devenus un standard de marché. Donc nous, nous

constatons que les clients peuvent accéder à des couvertures sur ces horizons-là. Et du coup, les producteurs peuvent également vendre à ces horizons-là.

Donc aujourd'hui, nous considérons cette évolution comme une évolution très positive sur le marché et nous continuons à travailler sur le développement des marchés de gros évidemment.

La Tribune : Un appel d'offres est en cours d'élaboration pour soutenir le déploiement des futures STEP. EDF est-il favorable à une aide à l'investissement, ou plutôt à un complément de rémunération ?

Emmanuelle Verger : Alors c'est une consultation, pas un appel d'offre sur les mécanismes de soutien.

Peut-être là-dessus, ça a été dit, mais les STEP sont de plus en plus appelés, ça montre bien à quel point elles sont indispensables pour le système. Nos 5 000 MW de STEP installés en 2025 avaient battu leur record de production issue du pompage. Sur les premiers mois de l'année 2026, on est encore au-dessus de 2025, donc il faut trouver les moyens pour que ces objets qui sont absolument indispensables aussi au système, que ce soit en capacité de stockage massif d'électricité ou en service système, puisque ce sont des machines qui permettent de d'avoir accès à tous les services systèmes, qui ont aussi été évoqués par Bernard, trouvent une perspective de rentabilité sur le long terme, parce que ce sont des actifs capitalistiques avec des temps de retour qui sont longs.

2 demandes de précision, une sur Nuward. Est-ce que ça serait une participation minoritaire en termes d'ouverture de capital ? Une participation minoritaire dans Nuward ? Et est-ce que déjà il y a des acheteurs potentiellement intéressés ? Et quelle est la logique stratégique qui sous-tend cette démarche ?

Bernard Fontana : Oui. Alors l'ouverture c'est que ce qu'on souhaite, c'est en faire un standard européen.

C'est le réacteur. D'ailleurs, il a été développé grâce une coopération de plusieurs autorités de sûreté pour en faire un standard disponible pour l'Europe, qui soit compétitif. Donc l'ouverture à l'Europe, ça facilite les effets de série sur un standard. Et c'est comme ça qu'on va chercher la compétitivité. C'est ça, la logique qu'il y a derrière.

Et donc on est prêt à ouvrir et même à devenir minoritaire, dans ce réacteur. Alors pourquoi ? Ben ça permettrait même de lever de la dette sans impacter le bilan du groupe EDF.

Et, ce qu'il y a des acheteurs ? Oui ! Et ils me disent alors quand est ce qu'on peut y aller ? Voilà.

Une dernière question, qui est aussi une demande de précision sur le EBITDA : est-ce que la précédente prévision de révision d'EBITDA à la baisse était inférieure à 10 % ?

Claude Laruelle : Je reviens sur ce qu'on a dit tout à l'heure. On avait indiqué un EBITDA en léger retrait. Donc le retrait, il est très légèrement différent, mais c'est juste un affinement de projection.

Il n'y a pas de grosse différence sur l'EBITDA et on a encore des incertitudes au S2, on a quand même démarré bien l'année, on est en ligne avec nos projections. Ce qu'on peut dire à date, c'est qu'on est en ligne avec nos projections et donc on est très confiants pour délivrer notre projection d'ici la fin de l'année.

Bernard Fontana : On est en ligne avec nos projections. C'est vraiment ça. On a quand même un robuste premier semestre et on pense qu'on fera mieux que nos projections en matière de gestion de cash-flow.

Merci.

Merci pour votre écoute et merci à tous nos collègues qui ont participé. Bonne journée et bel été.