



# Résultats annuels 2023

Vendredi 16 février 2024

## Résultats annuels 2023

Luc Rémont

*Président-Directeur Général*

Bonjour à toutes, bonjour à tous, bonjour à ceux qui sont avec nous ici à Wagram et tous ceux qui nous ont rejoints à distance, connectés avec nous. Je suis très heureux d'être parmi vous pour présenter les résultats du groupe EDF pour l'année 2023 avec les membres du Comité exécutif qui sont ici avec moi.

Nous avons – et je pense que le résumé en images était parlant – vécu une année 2023 qui était particulière dans l'histoire du Groupe comme l'a été l'année 2022. Je voudrais revenir sur les faits marquants qui ont jalonné notre année avant de passer aux résultats financiers que Xavier Girre détaillera un peu plus tard.

### **2023, rétablissement opérationnel, accompagnement des clients et préparation de l'avenir**

Le premier élément c'est que nous avons commencé cette année 2023 dans une crise opérationnelle majeure qui était notamment déclenchée par le phénomène de corrosion sous contrainte, et la plus grande priorité de l'année 2023 était notre rétablissement opérationnel. Je pense que nous pouvons dire à ce stade que ce rétablissement opérationnel, grâce à la mobilisation de toutes nos équipes et de l'ensemble de la filière industrielle qui travaille avec nous, a été atteint puisque la production nucléaire, les autres productions aussi, mais la production nucléaire qui était la plus affectée par cette crise opérationnelle s'est fortement redressée dans l'année avec une augmentation de la production de 41,4 TWh en passant de 279 TWh en 2022 à 320,4 TWh, c'est-à-dire dans le haut de la fourchette de nos estimations de production telles que nous les prévoyions donc un rétablissement opérationnel qui est le premier facteur majeur de ces résultats.

Naturellement, l'année 2023 a été également marquée par la crise énergétique qui avait débuté en 2022 mais qui a atteint en fait son pic dans le courant de l'année 2023 et la nécessité d'accompagner tous nos clients dans une situation très difficile pour eux en suivant évidemment chacune de nos catégories de clients et en faisant nos meilleurs efforts pour les accompagner dans cette phase en mettant en œuvre les deux dispositifs gouvernementaux destinés à protéger les clients face à cette situation particulièrement difficile. J'y reviendrai plus tard.

Le troisième élément c'est évidemment de préparer l'avenir et pour cela de regarder devant et de travailler à la fois à ce qu'est notre futur en terme commercial avec la nouvelle politique commerciale qui a été définie au second semestre et que nous commençons déjà à déployer aujourd'hui dans le cadre de l'accord qui a été conclu avec le gouvernement en novembre et puis évidemment un travail de longue haleine sur l'industrialisation de la performance de toutes nos activités et notamment nos activités nucléaires au travers d'une nouvelle organisation qui poursuit sa préparation.

Les nouvelles étapes nous ont conduit également à définir les grandes lignes de notre projet d'entreprise sur lesquelles je reviendrai un peu plus loin.

## **Accompagner les clients dans la réduction de leur empreinte carbone**

Je commencerai par un premier pilier sans lequel aucune entreprise ne peut exister ni se développer qui est le fait d'accompagner ses clients. Notre objectif chez EDF c'est d'accompagner nos clients, tous nos clients, dans la réduction de leur empreinte carbone. C'est notre objectif collectif. C'est même notre raison d'être chez EDF.

Pour cela, il nous faut travailler sur l'ensemble des dimensions que le Groupe peut apporter aux clients en commençant bien sûr par le fait de pouvoir mettre à leur disposition de l'électricité décarbonée et compétitive à court, moyen et long terme. C'est l'objectif de la politique commerciale que nous avons travaillée dans le courant de l'année 2023 et que nous déployons maintenant à grande échelle sous la forme de plusieurs types de contrats :

- d'abord des contrats de gros sur les marchés de gros qui permettent de mettre aux enchères des volumes d'électricité à des horizons de quatre et cinq ans.
- ensuite, sous la forme de commercialisation de contrats de moyen terme, toujours sur des horizons de trois, quatre et cinq ans pour la fourniture d'électricité, ce qui permet à nos clients d'avoir accès à une condition de fourniture d'électricité à des prix stables dans le temps.
- et enfin par le développement d'un certain nombre de partenariats industriels de long terme adossés sur le parc nucléaire historique.

Voilà les piliers de la politique commerciale que j'ai déjà eu l'occasion de vous exposer qui sont maintenant en phase de déploiement avec deux caractéristiques. La première c'est que depuis l'annonce de cette politique commerciale et de l'accord que nous avons conclu avec le gouvernement, les prix se détendent nettement puisque l'objectif de 70 € du MWh que nous avons cité au mois de novembre est désormais une réalité dans les prix que nous formons sur les marchés de gros et donc représente finalement ce qui est le futur des prix de l'électricité sur les horizons 2025, 2026, 2027, 2028 et 2029 donc pratiquement le reste de la décennie dispose maintenant d'horizons de prix qui sont dans la cible des prix que nous avons annoncés et laissent présager un horizon économique du prix de l'électricité qui est donc compétitif et stable pour nos clients. Et notre objectif, c'est de pouvoir déployer cette politique commerciale le plus vite possible et faire en sorte que nos clients puissent stabiliser leurs conditions d'accès à de l'électricité décarbonée dans les années qui viennent.

Le deuxième élément, c'est évidemment de faire en sorte que chacun de nos clients puisse accéder aux technologies, au savoir-faire et aux services qui permettent d'électrifier leurs usages. Nous sommes heureux pour cela d'avoir une hausse de notre portefeuille clients de 1,5 % dans le courant de l'année 2023 pour porter nos clients à 40,9 millions et d'avoir augmenté, par exemple, le nombre de points de charge que nous déployons ou que nous gérons entre 2023 et 2022 de 21 %, montrant aussi la dynamique d'électrification des usages.

Enfin, sur la partie décarbonation des usages, nous avons des objectifs ambitieux de contribution à des millions de tonnes évitées par nos clients à l'horizon 2030, qui est de 30 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> évitées par nos clients à l'horizon 2030. Nous sommes en chemin en ayant progressé de 11,4 à 12,4 millions de tonnes entre 2022 et 2023. Un exemple de cela : nous avons signé en décembre un partenariat stratégique avec le groupe La Poste qui va nous conduire à travailler sur l'ensemble du parc immobilier du groupe La Poste avec toutes les capacités du groupe EDF et de ses filiales réunies ensemble pour travailler au profit du groupe

La Poste sur un agenda très ambitieux de décarbonation de son parc immobilier pour atteindre 35 % de réduction des émissions de carbone de ce parc immobilier. Nous souhaitons évidemment répliquer ce type de partenariat stratégique avec tous les clients qui le souhaiteront. Un autre exemple : nous avons augmenté de 30 % le nombre de pompes à chaleur installées en 2023 par rapport à 2022, grâce là aussi à l'ensemble du Groupe pour s'adresser aux clientèles qui sont ciblées par chacune des filiales soit par Izi Confort, par Izi by EDF, par Dalkia ou par EDF ENR. Enfin, nous avons augmenté de 60 % les installations photovoltaïques en toiture et ombrières de parking à la fois dans le monde professionnel et dans le monde des particuliers en 2023, soit 740 MWc installés par EDF ENR à fin 2023. Voilà pour notre trajectoire avec les clients et l'effort que nous poursuivons pour leur décarbonation.

### **Produire plus d'électricité bas carbone**

Le deuxième pilier fondamental, c'est d'être capable de fournir à l'ensemble de nos clientèles davantage d'électricité bas carbone. Et pour cela, nous avons travaillé toute l'année sur l'amélioration de notre performance et sur la préparation de l'avenir en matière de production. Alors nous sommes avec les chiffres de 2023. Il est utile de regarder où nous en sommes en termes de production d'électricité bas carbone et comment nous nous comparons aux autres opérateurs de production d'électricité décarbonée. Ce qui caractérise le groupe EDF c'est bien sûr d'abord la taille de sa production. Nous sommes à 434 TWh de production décarbonée soit 93 % et la caractéristique unique de cette production, c'est qu'elle est également très largement pilotable et donc ça fait de nous le premier producteur mondial d'électricité décarbonée avec la caractéristique supplémentaire que cette électricité est à la demande pilotable 24 heures sur 24.

Notre intensité carbone est de 37 g de CO<sub>2</sub> par kWh, en baisse de 26 % par rapport à 2022, ce qui correspond à l'une des plus faibles intensités carbone au monde et à la plus faible quand on intègre le fait qu'elle est pilotable par ailleurs, soit plus de six fois inférieure à la moyenne européenne qui est de 251 g de CO<sub>2</sub> par kWh et plus de 10 fois inférieure à la moyenne mondiale. Voilà la situation du Groupe à date. Et évidemment c'est notre stratégie que de continuer de consolider ce rôle et cette performance du Groupe en matière de production d'électricité décarbonée commandable notamment dans un portefeuille de production qui associe du renouvelable par définition intermittent et du commandable.

Nous avons évidemment de nouvelles ambitions de réduction des émissions de carbone dans la droite ligne de ce que nous avons annoncé au moment de la COP28. Nous étions en 2022 à 50 gCO<sub>2</sub>/kWh produit. Nous sommes à 37 g aujourd'hui. Nous avons l'ambition d'être à 30 g en 2030 et à 22 g en 2035. Naturellement, ça constitue un objectif très fort et très mobilisateur pour le Groupe et pour l'ensemble de ses salariés. Grâce à ces engagements, nous avons obtenu la confirmation par MOODY'S qu'ils nous qualifiaient comme étant en ligne avec un scénario mondial de réchauffement à 1,5°C, ce qui est évidemment un très fort motif de fierté et de motivation pour nous tous.

La production bas carbone devant évidemment être notre focalisation, la poursuite du redressement de notre capacité de production fait partie des objectifs stratégiques du Groupe. J'ai mentionné le fait d'être repassé de 279 à 320 TWh en 2023. Nous avons l'objectif de passer dans une fourchette de 315 à 345 en 2024, de 335 à 365 en 2025 et sur la même fourchette en 2026 avec évidemment l'objectif de faire le mieux possible dans ces fourchettes sur chacune de ces années.

Nous avons début janvier 46 réacteurs disponibles soit 50 GW disponibles. Vous vous souvenez peut-être qu'au début janvier de l'année 2023, nous étions arrivés de justesse à rendre 45 GW disponibles et donc 50 GW disponibles début janvier nous ont permis par exemple d'exporter le 3 janvier 20 GW hors de France, ces 20 GW constituant le record absolu d'exportation française toutes périodes confondues.

Voilà nos objectifs de poursuite de l'amélioration de la production. Nous allons continuer évidemment de travailler sur l'ensemble de nos moyens de production et, pour ce qui concerne le nucléaire, à date sur la corrosion sous contrainte 15 réacteurs sont réparés sur les 16 qui avaient été identifiés comme les plus sensibles. Le dernier, qui est le réacteur de Cattenom 4, sera traité dans les semaines qui viennent dans le cadre de sa visite décennale.

Enfin, nous avons achevé le programme de contrôle identifiant 2023 sur les soudures réparées lors de la construction et nous continuons évidemment à travailler sur l'ensemble des éléments de performance du parc nucléaire avec l'objectif de continuer de monter le niveau de production en toute sûreté.

Nous avons également – je le signale, ça n'est pas qu'une anecdote parce que c'était vraiment une première – conclu avec succès en 2023 la première émission obligatoire verte d'un montant de 1 Md€ dédiée au financement du parc nucléaire existant, montrant que les investisseurs, et nous nous en félicitons, s'intéressent également au financement du nucléaire comme étant un des éléments fondamentaux de la production bas carbone.

Si on continue sur la liste de nos sujets de production actuelle et future, bien sûr nous avons beaucoup de projets en cours, j'en dirai quelques mots à ce stade.

Flamanville 3 : évidemment, vous attendez tous les nouvelles de raccordement de Flamanville 3. Nous y travaillons tous les jours. C'est un travail très précis et que nous menons main dans la main avec nos partenaires industriels et avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire. Et nous confirmons à ce jour notre objectif de charger le combustible avant la fin du trimestre et de raccorder le réacteur à l'horizon de l'été. Les essais d'ensemble qui se sont déroulés dans le dernier trimestre 2023 se sont conclus avec succès.

Sur les EPR2, nous avons des procédures de demande d'autorisation qui sont en cours et puis nous avons un travail très complet sur l'année 2024 d'optimisation de l'ensemble des paramètres du programme pour nous permettre d'engager ensuite la phase de réalisation.

Sur l'EPR1200, je rappelle qu'EDF a été présélectionné dans le cadre d'un appel d'offres pour la construction de un à quatre réacteurs en République tchèque, ce qui est évidemment un motif de satisfaction et de forte mobilisation pour nous, car dans le cadre de la renaissance du nucléaire en Europe, le fait que la République tchèque nous présélectionne toujours dans une phase compétitive sur son projet de un à quatre réacteurs nous donne l'occasion et l'opportunité de créer avec la République tchèque et probablement d'autres états membres européens dans un futur proche, une capacité industrielle qui sera destinée à servir l'ensemble de l'Europe dans les années qui viennent.

Enfin Hinkley Point C, qui a fait l'objet de plus de nouvelles récemment et comme ça a été rappelé dans le film, la première étape clé qui était la pose du dôme sur le réacteur de l'Unité 1, une étape importante parce qu'elle permet de commencer l'intégration au sein du bâtiment réacteur des éléments de production nucléaire, nous a également conduit à faire dans le moment où nous passons à la phase d'intégration électromécanique du premier réacteur, et

bientôt du second, une estimation précise du planning de réalisation tel que nous pensons pouvoir le réaliser avec tous les éléments dont nous disposons à date. Et donc nous avons fixé un objectif qui est l'objectif managérial du projet qui est de le terminer à l'horizon 2029. C'est comme ça que le projet est organisé. C'est notre objectif managérial. Évidemment, nous prenons un certain nombre d'hypothèses dans nos hypothèses financières qui nous conduisent à conclure un cas de base qui est sur 2030. Enfin, nous avons également estimé un scénario potentiellement plus défavorable qui nous conduirait à terminer le projet en 2031. Ceci nous a conduit à réviser les coûts du projet de 31 à 34 Mds£ en lien avec le coût du génie civil et l'allongement de la durée de la phase électromécanique et, dans le cas d'un scénario défavorable qui serait donc sur 2031, de 1 Md£ supplémentaire. Ça nous a conduit effectivement à une dépréciation enregistrée sur les comptes de cette année de 12,9 Mds€.

Les éléments que je voudrais ajouter c'est que depuis fin 2023, la construction est financée par les actionnaires, c'est-à-dire EDF et CGN, seulement sur une base volontaire et le financement est actuellement assuré par EDF.

Le dernier élément que je voudrais rajouter et qui n'est pas sur le slide, c'est que le fait que nous ayons un calendrier fixé, une estimation des coûts et un financement par EDF ne veut pas dire que le projet est en perte. Le projet reste rentable pour le groupe EDF. Naturellement, il y a un poids important en termes de financement dans la phase que nous vivons actuellement et dans laquelle nous entrons qui est la phase d'intégration électromécanique, mais ça reste un projet important à la fois pour EDF et pour les autorités britanniques, mais c'est également un projet rentable pour le Groupe, sur lequel tous les efforts sont réunis et la mobilisation du Groupe et l'ensemble des équipes de nos partenaires industriels sont présentes pour faire en sorte que les conditions de réussite soient réunies.

Je continue avec l'éolien, le solaire, l'hydraulique, c'est-à-dire les autres moyens et les moyens renouvelables de production. Nous avons enregistré 14 % de hausse de la production par rapport à 2022 en éolien et solaire, c'est-à-dire 28,1 TWh. Nous avons 13 % d'augmentation des capacités nettes installées, en passant de 13,4 GW nets à 15,1 GW nets. Et nous avons réalisé des mises en service majeures : la centrale d'Al Dhafra, dont vous avez vu les images, qui est tout à fait impressionnante avec un site solaire qui est de la taille de la ville de Paris aux Émirats arabes unis qui représente 2,1 GW ; la phase 1 du grand parc éolien d'Amérique du Sud de Serra do Seridó avec 480 MW au Brésil. Ce sont deux exemples de mises en service majeures qui ont eu lieu en 2023.

Dans l'hydraulique, nous avons enregistré une hausse de 19,4 % de la production en France par rapport à 2022, à 38,7 TWh, grâce à de meilleures conditions hydrauliques, avec une disponibilité du parc hydraulique qui a toujours été excellente. Enfin, nous avons finalisé la mise en eau du barrage de Nachtigal au Cameroun, qui représente une puissance de 420 MW.

Nous avons effectivement par ailleurs, dans les projets éoliens et solaires, une augmentation de 15 % par rapport à fin 2022, à 98 GW dans le portefeuille de projets dont vous voyez la répartition entre ce qui est sécurisé, en développement et en prospection, et nous avons gagné de nombreux projets dont je citerai notamment Codling qui est un parc éolien en mer d'Irlande pour 1,3 GW et Al Henakiyah, la centrale solaire en Arabie saoudite pour 1,1 GW.

Enfin, nous continuons de travailler évidemment au travers de notre filiale Dalkia et au travers de nos activités de production dans les îles, notamment celles de SEI au sein d'EDF à la

décarbonation de la production thermique avec un exemple tout à fait visible de la centrale de biomasse liquide de Port Est à La Réunion ou le lancement des travaux de celle de Larivot en Guyane.

### **Développer les réseaux pour faire face aux défis de la transition énergétique**

Je poursuis avec notre développement dans les réseaux, qui est le troisième pilier essentiel de la stratégie du groupe EDF. Face à la transition énergétique, il nous faut des réseaux disponibles et résilients face à plus d'intermittence, plus de points de raccordement. Et donc des enjeux qui sont très importants et qui sont lourds pour les réseaux.

Donc Enedis a enregistré une hausse très significative de ses raccordements au réseau en 2023 : plus de 4 GW de capacités renouvelables raccordées sur le réseau d'Enedis par rapport à 2 GW en 2019, par exemple. Ça vous donne l'ordre de grandeur de l'accélération des raccordements au réseau (120 % de raccordements d'installations d'énergie renouvelable, en hausse, passant de 90 000 en 2022 à plus de 200 000 en 2023 et 80 % d'augmentation des bornes de recharge de véhicules Enedis). Ça vous donne des ordres de grandeur de la dynamique de réseau à laquelle Enedis est confronté. Nous sommes fiers de dire qu' Enedis est la première grande entreprise à mission du secteur énergétique – elle a été reconnue comme telle – et également fiers qu' Enedis, mais avec le soutien des équipes d'autres parties du groupe EDF, ait pu réaliser une performance exceptionnelle dans le cadre de la tempête Ciarán qui a fortement affecté la Bretagne et la Normandie notamment avec des impacts qui étaient trois fois ceux de la tempête de 1999 en parvenant à rétablir 95 % des clients cinq jours après la tempête. Je rappelle qu'en 1999, il avait fallu plus de trois semaines pour atteindre ce taux de raccordement.

Enfin, les investissements pour Enedis et pour nos filiales avec activités de réseau hors Enedis ont représenté une hausse de 11 % par rapport à 2022, à 4,9 Md€ en 2023. Ça concerne Enedis, SEI qui est notre activité pour les territoires d'outre-mer et les départements d'outre-mer et Électricité de Strasbourg, tout ça en lien avec une forte dynamique de raccordement. Nous avons enfin dépassé le seuil de 1 million de compteurs en dehors du territoire métropolitain qui a été franchi fin 2023.

### **Développer les solutions de flexibilité pour répondre aux besoins du système électrique**

Je voudrais terminer ce panorama de nos activités opérationnelles et de nos perspectives de développement par le développement des solutions de flexibilité. Vous savez que notre système électrique est de plus en plus sollicité par des éléments d'instabilité. Ces éléments d'instabilité peuvent venir du raccordement de sources intermittentes de production mais également d'usages qui sont de plus en plus à la demande et qui peuvent être eux-mêmes de plus en plus instables et donc il nous faut un système électrique qui puisse répondre davantage à ces besoins d'instabilité. Et pour cela, nous travaillons à l'échelle du Groupe sur l'ensemble des moyens de flexibilité qui permettent de s'adapter à ce nouveau monde électrique. Nous avons évidemment beaucoup de dispositions qui permettent d'y concourir : le stockage, les recharges intelligentes et puis je viendrai sur davantage d'exemples.

Je commencerai par le stockage en disant que, ce soit en France ou à l'étranger, nous avons de plus en plus de projets qui nous permettent désormais de concourir à l'équilibrage du système électrique avec la STEP de Hatta, par exemple, aux Émirats arabes unis dont nous sommes finalement l'assistant maître d'ouvrage en contrat d'ingénierie, qui a atteint 83 %

d'avancement et permettra aux Émirats arabes unis de stocker de l'eau pour assurer un équilibrage électrique à hauteur de 250 MW. Nous avons un portefeuille de projets sécurisés qui représente 1,7 GW à fin 2023 dans le domaine du stockage avec un fort développement sur de nouveaux projets pour 0,8 GW supplémentaire en 2023 sous forme de STEP ou de batteries.

Dans le domaine de la recharge intelligente qui est l'autre façon d'assurer de la flexibilité du côté de la demande cette fois-ci, nous avons une augmentation de 33 % des stations de recharge intelligentes exploitées permettant de déplacer la charge de véhicules en fonction des moments où l'énergie la moins chère est plus disponible. Et nous continuons de développer avec notre filiale DREEV des solutions de recharge intelligente avec beaucoup d'entreprises et je peux citer notamment le travail que DREEV réalise en ce moment avec la RATP pour assurer une optimisation des coûts de charge et des émissions de CO<sub>2</sub> pour les bus électriques de la RATP. Nous avons également lancé l'offre Izi Smart Charge qui permet la recharge intelligente des véhicules électriques en fonction des contraintes du réseau pour tous les clients qui y adhèrent.

Voilà pour les quatre principaux piliers de la stratégie du groupe EDF sur lesquels nous avons progressé en 2023 et nous comptons continuer sur 2024 et au-delà.

### **Indicateurs sociétaux**

Je voudrais maintenant passer à quelques indicateurs qui sont évidemment importants pour nous sur la façon dont vit le groupe EDF avec deux éléments qui sont très importants : la mixité et l'accidentologie au travail.

Sur la mixité, nous progressons mais nous avons des ambitions de progresser encore plus vite. Donc nous sommes à 31,7 % de femmes dans les comités de direction des entités du Groupe. Nous avons un objectif de passer à 33 % en 2026 et nous avons un objectif que nous allons probablement rendre encore un peu plus ambitieux que ce qui est écrit là, qui est de 36 à 40 % en 2030. Le Comité exécutif avec qui j'en ai discuté est d'accord pour aller chercher un objectif plus ambitieux et plus tôt que ce 36 à 40 % en 2030.

Enfin, sur l'accidentologie au travail, vous savez qu'on est un grand groupe industriel avec beaucoup de projets et donc le fait de pouvoir travailler en toute sécurité est une des priorités absolues du Groupe et nous continuons de travailler pour faire en sorte que non seulement nos propres salariés travaillent en toute sécurité sur nos sites, mais que l'ensemble des partenaires et prestataires qui viennent intervenir sur le site aient les mêmes conditions et la même discipline de sécurité. C'est une vigilance de tous les jours. Nous progressons là aussi en descendant le LTIR (*Lost Time Incident Rate*) qui mesure le nombre d'accidents ou d'incidents qui conduisent à un arrêt travail de 1,7 accident par million d'heures travaillées au lieu de 1,9 l'année dernière. Là aussi, nous avons des objectifs plus ambitieux pour veiller à ce que tous nos chantiers et toutes nos opérations se déroulent dans des conditions de sécurité les meilleures possibles.

### **Résultats financiers 2023**

J'en viens maintenant aux résultats financiers et je laisserai Xavier les expliquer plus en détail. Les principales caractéristiques de nos résultats financiers sont un d'EBITDA à 39,9 Mds€ qui évidemment se compare à un EBITDA négatif sur l'année 2022 et cet EBITDA permis par le très fort redressement opérationnel du Groupe dans un environnement de prix qui était



soutenu, ce qui nous permet de ramener notre endettement financier net à 54,4 Mds€ par rapport à 64,5 Mds€ fin 2022, ce qui veut dire qu'après une année 2022 qui a vu notre dette augmenter de 20 Mds€, nous la baissions de 10 Mds€. Donc nous avons fait la moitié du chemin inverse de ce que l'année 2022 nous avait conduit à faire avec un résultat net part du Groupe qui se détermine à 10 Mds€. Je vais maintenant passer la parole à Xavier pour qu'il vous en dise plus sur ces résultats financiers.

## Résultats annuels 2023

Xavier Girre

*Directeur Exécutif Groupe – Finance*

Merci Luc. Bonjour à toutes et bonjour à tous.

### Résultats financiers 2023 : désendettement partiel

Je vais donc revenir sur les premiers chiffres clés de l'année pour vous partager que le chiffre d'affaires a atteint 139,7 Mds€. L'EBITDA a atteint 39,9 Mds€ grâce à la forte progression de la production nucléaire en France, une bonne performance opérationnelle globale et à un niveau de prix soutenu. L'EBIT (le résultat d'exploitation) est de 13,2 Mds€. Il était de -19,4 Mds€ en 2022. Le résultat net courant s'établit à 18,5 Mds€, suivant la même évolution que l'EBITDA, et le résultat net part du Groupe est de 10 Mds€. Le cash-flow a atteint 9,3 Mds€, ce qui a permis de ramener l'endettement financier net à 54,4 Mds€ à fin 2023, une baisse d'un peu plus de 10 Mds€ par rapport à fin 2022, mais je rappelle également que l'endettement financier net du Groupe était de 43 Mds€ fin 2021, donc 2023 c'est bien une année qui marque un rétablissement opérationnel progressif et un désendettement partiel du Groupe.

### EBITDA – performance en amélioration et prix élevés

Si nous rentrons un peu plus dans l'analyse des principaux effets qui expliquent la forte hausse de l'EBITDA. Le point de départ à gauche c'est bien l'EBITDA de 2022 donc -5 Mds€. Il y a tout d'abord un premier aspect et ce sont les trois premiers blocs. Si je le résume en un mot, c'est le fait qu'en 2023, la production a progressé, la production nucléaire en France tout particulièrement, de 41,4 TWh. Elle a donc atteint 320,4 TWh sur l'année, au-dessus du milieu de la fourchette que nous nous étions donnés de 300 à 330 TWh. Donc plus de production en 2023.

Le deuxième élément c'était l'effet négatif, en 2022, des volumes d'ARENH supplémentaires qui n'ont pas été renouvelés en 2023. Donc deuxième élément de différence : moins d'ARENH à servir en 2023 par rapport à 2022.

Le troisième élément pour 7,3 Mds€ représente essentiellement la baisse des coûts nets d'achat/revente d'électricité sur les marchés. Le recul de la production nucléaire en 2022 avait conduit à des rachats très importants à des prix très élevés et le redressement de la production et la baisse des prix de marché a permis de réduire ce coût en 2023. Si je synthétise, c'est donc moins de volume racheté et à des prix plus faibles parce que les prix spot ont baissé.

Une fois qu'on a ainsi comparé 2022 et 2023, le deuxième aspect de la comparaison porte sur les prix de vente, et les prix de vente en 2023 ont été plus élevés qu'en 2022, avec tout d'abord une part qui a été assumée directement par les clients, en progression de 12,1 Mds€, augmentation donc de la facture assumée par les clients de 12,1 Mds€.

Le bouclier tarifaire qui a été déployé en France pour 2023 a pris en charge un montant à peu près équivalent. Il a augmenté de 12,5 Mds€, passant de 1,5 Md€ en 2022 à 14 Mds€ environ en 2023, d'où cette croissance de 12,5 Mds€. On voit ici l'effet très favorable de ce bouclier sur les factures des clients dans le contexte de prix exceptionnel de 2023.

Hors France, la hausse des prix à l'aval a représenté une hausse de l'EBITDA de 2,7 Mds€ et puis enfin, le dernier élément intègre une baisse de 3,2 Mds€ pour EDF Trading qui réalise néanmoins à nouveau d'excellentes performances avec plus de 3 Mds€ en 2023, mais inférieures à 2022 qui était une année tout à fait historique pour EDF Trading dans un contexte de prix et de volatilité très élevés.

### **Redressement engagé de la production nucléaire France**

La production nucléaire, nous l'avons déjà dit, a connu une progression tout au long de l'année en France et donc au total, elle a progressé de 41,4 TWh, ce qui traduit l'amélioration de la disponibilité des centrales grâce à la mobilisation des équipes et à l'avancée des travaux de reprise de la corrosion sous contrainte.

### **EBIT**

Si maintenant j'en viens à l'EBIT et pour détailler le compte de résultat, l'EBIT, le résultat d'exploitation, atteint donc 13,2 Mds€, en hausse de 32,6 Mds€. Les pertes de valeur intègrent 11,2 Mds€ sur le projet Hinkley Point C, suite à la mise à jour en janvier du calendrier et du coût à terminaison du projet ainsi que 1,7 Md€ sur le *goodwill* d'EDF Energy.

### **Résultat net**

Le résultat net part du Groupe, quant à lui, s'élève à 10 Mds€ contre -17,9 Mds€ en 2022. Au-delà des points que j'ai déjà développés, je voudrais vous dire quelques mots sur le résultat financier et sur l'impôt. S'agissant d'abord du résultat financier, il est globalement stable à -3,3 Mds€ et ceci pour deux raisons principales. La première c'est que le coût de l'endettement financier brut s'élève à 3,8 Mds€, en hausse de 2,1 Mds€. Ceci est essentiellement lié à la forte hausse des taux d'intérêt, le coupon moyen est ainsi passé de 2,63 % fin 2022 à 4,11 % fin 2023, dont une part liée à la dette court terme qui est à taux variable. Je rappelle juste en passant que nous avons mené avec succès en 2023 un programme d'émission très significatif d'environ 8 Mds€ sur différents marchés comme le dollar américain, le dollar canadien, l'euro, la livre sterling, le yen, le franc suisse. Nous avons également émis la première obligation verte dédiée au financement du parc nucléaire existant et ces émissions, ainsi que la baisse du niveau de la dette court terme, ont permis un allongement de la maturité de la dette financière à 11 ans à fin 2023 contre 9,4 ans à fin 2022. Vous vous souvenez que c'était un de nos objectifs également pour cette année. Nous avons par ailleurs émis une obligation hybride de 1,5 Md\$. Ces financements ont par ailleurs été reconnus par le prix 2024 de *l'International Financing Review* dans la catégorie *Corporate Issuer*. Le deuxième élément d'analyse de ce résultat financier, c'est la bonne performance des actifs dédiés qui contribue positivement pour 2,4 Mds€. Leur performance atteint 10,2 % en 2023, contre -8,5 % en 2022 dans le contexte d'amélioration des marchés financiers. Ainsi, le taux de couverture des provisions nucléaires par les actifs dédiés s'élève à 108,5 % à fin 2023.

Le deuxième point que je voulais développer avec vous concerne l'impôt qui représente une charge de 2,5 Mds€ en 2023 contre un produit de 3,9 Mds€ en 2022, conséquence du retour du Groupe à un résultat fiscal positif. Une fois retraité des éléments non courants, notamment

les variations de juste valeur des actifs dédiés et les pertes de valeur liées à HPC qui représentent ? y compris la dépréciation du *goodwill* d'EDF Energy, 6,9 Mds€ d'impact sur le résultat net part du Groupe (après taxes et en prenant en compte les minoritaires), le résultat net courant s'établit à 18,5 Mds€. Il était, je vous le rappelle, de -12,7 Mds€ en 2022.

### **Désendettement partiel**

Quelques mots maintenant sur l'endettement financier net et donc cette année de désendettement partiel.

L'EBITDA cash, tout d'abord, s'élève à 43,9 Mds€. Il bénéficie au-delà de l'EBITDA du débouclage réalisé comme attendu des positions de trading 2022 en 2023 pour 5,3 Mds€.

Le besoin en fonds de roulement augmente de 7,8 Mds€ avec deux principales composantes ici : tout d'abord 5,1 Mds€ pour l'activité d'optimisation trading liée notamment aux appels de marge restitués au fur et à mesure que les positions se sont débouclées en 2023, et deuxièmement 3,9 Mds€ sur la CSPE, lié essentiellement à la créance sur le bouclier tarifaire 2023.

Les investissements nets s'élèvent à 19,1 Mds€, en hausse comme prévu de 2,7 Mds€, en raison notamment du projet HPC, de la maintenance importante du parc nucléaire et du développement des réseaux, cela a déjà été souligné.

Les frais financiers nets décaissés augmentent dans le contexte de hausse des taux que j'ai indiqué et atteignent 2,5 Mds€, auxquels il faut ajouter 0,4 Md€ au titre des actifs dédiés.

L'impôt décaissé représente 3,7 Mds€.

La conversion des Océane, donc les obligations convertibles, contribue au renforcement des capitaux propres pour 2,4 Mds€.

Ainsi, au total, l'endettement financier net s'établit à 54,4 Mds€ fin 2023, en baisse de 10,1 Mds€ par rapport à fin 2022, mais en progression toujours de plus de 10 Mds€ par rapport à fin 2021, date à laquelle l'endettement financier net était de 43 Mds€.

### **Des prix de marché en baisse rapide**

Quelques mots sur l'évolution des prix dans cette période exceptionnelle que nous avons connue au cours des deux et trois dernières années. Ce graphique vous montre un peu l'évolution des prix au cours des années passées. Vous voyez tout d'abord – et les plus anciens d'entre nous s'en souviennent très précisément – la période de prix très bas. En 2016-2017, les prix étaient inférieurs à 30 € le MWh. Puis une période assez longue jusqu'en 2021 avec des prix autour de 50 € le MWh. Il s'agit là des *forward* sur N +1. Et ensuite deux années tout à fait exceptionnelles avec la très forte montée des prix qui ont atteint un niveau exceptionnel de plus de 1 000 € le MWh en août 2022. Et puis une baisse relativement symétrique pour redescendre aux alentours de 70 € aujourd'hui, prix que l'on peut constater dans les *forward* pour l'année prochaine. Ce sont ces fortes hausses avec un effet de décalage dans le temps qui expliquent bien sûr les effets prix très importants constatés dès 2022 et plus particulièrement en 2023. La baisse constatée en 2023 va impacter les années 2024 et 2025.

### **Projection de l'EBITDA 2024**

Ainsi et sans donner de *guidance* au titre de 2024 et de notre EBITDA 2024 – et Luc Rémont reviendra dans un instant sur la *guidance* du Groupe, nous souhaitons néanmoins vous donner

quelques orientations, une forme de grille de lecture pour l'évolution de notre EBITDA 2024 qui, comme vous le voyez, va s'inscrire en recul en 2024 par rapport à 2023 avec deux éléments.

Tout d'abord, comme nous venons de le voir, l'effet prix qui est lié à la part énergie qui va diminuer de façon importante cette année. Cette baisse devrait être atténuée par des coûts moindres d'achat/revente d'électricité sur les marchés grâce à la poursuite attendue de la progression de la production nucléaire et à l'absence de tension offre/demande donc moins de rachats et des rachats de nouveau à des prix plus faibles. Pour rappel, le niveau de production début 2023, nous le voyions tout à l'heure, avait encore conduit à acheter des volumes sur le marché à des prix encore élevés.

Le deuxième effet mis en avant ici est l'amélioration de la production nucléaire attendue dans une fourchette entre 315 et 345 TWh sans compter la production de Flamanville 3.

D'autres effets viendront évidemment compléter l'EBITDA 2024, notamment on peut citer ici un effet positif attendu sur ENEDIS dont l'EBITDA a été impacté par le coût d'achat en 2023 des pertes réseau, ce qui devrait être nettement atténué en 2024 avec la baisse des prix de marché. Et, à l'inverse, la marge EDF Trading devrait poursuivre sa normalisation en 2024 en cohérence avec l'évolution des marchés de l'énergie après deux années exceptionnelles. Et maintenant, je vais rendre la parole à Luc et je vous remercie.

## Perspectives

**Luc Rémont** : Merci beaucoup Xavier.

### Contexte des prochaines années

Je voudrais terminer cette présentation en évoquant les perspectives pour 2024 et au-delà. Comme vous l'avez compris, 2023 marque pour nous un rétablissement et ce rétablissement nous permet maintenant de nous consacrer à la préparation de l'avenir et à continuer de servir nos clients et de préparer un futur décarboné et électrique, dans notre pays et dans l'ensemble des pays que nous servons. Le rétablissement se fait pour autant dans une situation dans laquelle il n'est pas permis de se relâcher parce que nous avons devant nous des exigences très fortes d'investissement qui arrivent, un environnement de prix qui est désormais atterri et donc nous devons rester concentrés dans cet environnement, et notamment concentrés sur quelques éléments que j'ai essayé de synthétiser sur cette planche.

Le premier élément c'est que nous sommes dans un environnement de baisse de prix qui a été appelée de nos vœux, appelée des vœux des clients évidemment, qui se réalise, que nous souhaitons réaliser dans le cadre d'une approche de long terme au travers de notre politique commerciale avec un déploiement le plus rapide possible de notre politique commerciale tout en étant conscients qu'il existe en 2024 encore des clients qui souffrent des prix hauts, notamment pour ceux d'entre eux qui ont conclu des contrats au pire de la crise en 2022 et pour qui cela peut affecter encore de façon importante leurs activités. Je pense en particulier à un certain nombre de PME, par exemple dans le secteur de l'hôtellerie et de la restauration. Nous y sommes évidemment très attentifs et nous y travaillons. Nous souhaitons continuer d'accompagner nos clients dans cette phase, même si les perspectives de moyen terme sont à des prix beaucoup plus faibles, la situation d'aujourd'hui compte et nous y sommes très attentifs et je sais que le ministre de l'Économie (Bruno Le Maire) et le ministre de l'Énergie

(Roland Lescure) y sont également très attentifs et nous travaillerons ensemble avec le gouvernement pour suivre cette situation et continuer d'accompagner nos clients. Et dans ce contexte, on regarde évidemment au cas par cas. Et pour les entreprises qui ont conclu des contrats dans des conditions qui étaient des prix très élevés au cœur de l'année 2022 notamment, nous regardons les situations dans lesquelles il est possible de proposer à ces entreprises des solutions pour lisser les prix dans la durée en tenant compte de la baisse actuelle des prix en leur permettant notamment de tirer sur des contrats à plus longue durée pour permettre une baisse de prix. Donc c'est un accompagnement personnalisé que nos forces commerciales proposent à nos clients et sur lesquels nous aurons la plus grande attention dans les mois qui viennent.

Au-delà de la question de la détente des prix, évidemment la détente des prix va faire partie des éléments de contexte pour le groupe EDF dans les années qui viennent dans un moment où nous devons par ailleurs continuer d'augmenter nos investissements pour répondre aux exigences de la décarbonation et de la demande électrique. Nous partons d'une demande électrique qui est faible à fin 2023, mais l'électrification des usages est appelée à faire monter à nouveau cette demande électrique. Et pour cela, évidemment, nous allons compenser la baisse des prix et la hausse de demande électrique par une poursuite de la hausse de la production nucléaire que j'ai déjà exposée donc ça fait partie des éléments de contexte essentiels de notre plan pour les années qui viennent.

Enfin, j'en ai dit un mot : le niveau des investissements qui était à 19,1 Mds€ en 2023 va continuer d'augmenter, mais il sera déployé en cohérence avec les modèles d'affaires du Groupe et le Groupe n'est pas destiné à investir à 100 % dans tous les modèles de déploiement qu'il a. Nous investissons évidemment en propriétaire sur un certain nombre de capacités de production ou ENEDIS investit en concessionnaire sur le réseau, mais ils réalisent l'investissement en finançant l'investissement. Il y a d'autres cas, par exemple lorsque nous faisons du renouvelable ou bien de l'hydraulique à l'international, où nous sommes co-investisseurs dans une proportion souvent assez faible du capital ou alors même nous sommes simplement ingénieristes. Et sur le nucléaire il en va de même : nous sommes investisseurs en France, nous sommes investisseurs sur Hinkley Point C au Royaume-Uni ; mais sur les autres projets, nous avons vocation à être industriels. Donc c'est bien en développant l'ensemble de ces modèles d'affaires qui sont différenciés que nous comptons optimiser notre stratégie financière pour être compatibles avec des niveaux d'endettement soutenables et évidemment une rentabilité soutenable pour le groupe EDF.

Enfin, évidemment, tout ceci n'est possible qu'en continuant de viser l'excellence opérationnelle. Nous avons fait un bon pas dans le sens de l'excellence opérationnelle sur 2023 et nous comptons continuer dans cette voie en visant l'excellence opérationnelle dans tous nos métiers.

### **Objectifs à 2026**

Tout ceci nous amène à regarder sur le moyen terme ce que devrait être notre situation de bilan à l'horizon 2026 et l'engagement du Groupe est de tenir à un niveau de bilan qui soit soutenable pour nos activités de long terme. Nous estimons que ce niveau soutenable est de garder notre endettement financier net/EBITDA inférieur à 2,5 fois à l'horizon 2026 et notre dette économique ajustée/EBITDA ajusté inférieure à 4 fois à l'horizon 2026. Ce sont les mêmes ratios que ceux que nous avons annoncés au cœur de la crise il y a un an.

Évidemment, nous sommes à des bien meilleurs ratios aujourd'hui, mais compte tenu des besoins d'investissement qui sont la caractéristique de notre secteur et la capacité d'EDF en tant que leader de l'énergie décarbonée commandable, nous allons devoir continuer d'investir tout en gardant une structure de bilan soutenable, ce qui est caractérisé par ces ratios.

### **Perspectives 2024**

Je voulais conclure sur ces termes en rajoutant quelques éléments qui brossent nos objectifs pour l'année 2024.

J'ai déjà dit un mot sur nos objectifs de politique commerciale et clientèle. Je n'y reviens pas.

Sur la production décarbonée, je rappelle que notre objectif est de monter la production nucléaire dans la fourchette de 315 à 345 TWh.

Le raccordement de Flamanville à l'horizon de l'été, j'en ai déjà dit un mot.

Hinkley Point C : poursuivre la montée en puissance du chantier en entrant dans la phase d'intégration électromécanique à grande échelle dans le courant de l'année 2024.

Sur le programme EPR2, de réaliser cette année l'optimisation du design, du *costing* et le montage du financement du projet, ce qui nous prendra toute l'année.

Enfin, sur les renouvelables, la mise en service du parc offshore de Fécamp de 500 MW en France et le début de la production du barrage de Nachtigal au Cameroun.

Enfin, comment ne pas finir sur le fait que 2024 est une année olympique, que EDF est partenaire des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris et que nous serons extrêmement fiers d'être ce partenaire pour les Jeux Olympiques et Paralympiques en étant très engagés dans la décarbonation et l'électrification durables des Jeux Olympiques et Paralympiques et en ayant une formidable mobilisation de toute l'Entreprise pour être au niveau de la forme olympique et d'être partenaire de ces Jeux.

Je vous remercie et nous pouvons maintenant avec Xavier et les membres du Comité exécutif qui sont ici répondre à vos questions.

## **Questions & réponses**

**Juliette Raynal (La Tribune) :** Bonjour. Merci beaucoup pour la présentation. Vous avez souligné le redressement de la production nucléaire en 2023, mais je voulais savoir si on pouvait la remettre dans le contexte des autres années, en dehors de 2022, pour voir où ça se situe. Et je voulais savoir aussi et j'avoue ne pas avoir très bien compris les explications sur les différents facteurs qui ont permis une nette amélioration de l'EBITDA, notamment la partie sur le bouclier tarifaire. Je voulais savoir si vous pouviez nous réexpliquer. J'ai l'impression qu'il y a des facteurs qui pèsent beaucoup plus que la hausse de la production sur l'EBITDA donc je voudrais bien une explication sur ça. Et est-ce que c'est possible de connaître la ventilation de votre portefeuille clients. Vous avez donné le chiffre de 40,9 millions à fin 2023, peut-être connaître un peu plus ça. Et un point sur le calendrier concernant votre présélection en République tchèque. Quand les prochaines échéances sont-elles attendues ? Merci beaucoup.

**Luc Rémont :** On va peut-être répondre tout de suite parce que sinon je vais les oublier après. Sur la production nucléaire : quand le parc était tout jeune, le mieux qu'il ait fait était

de dépasser (avec deux centrales de plus) 400 TWh sur quelques années. Sur les années les plus récentes où nous étions déjà dans une phase de début de grand carénage, le niveau de production était de 360 TWh en 2021, de 335 TWh en 2020, et il faut remonter à des années antérieures pour trouver des niveaux de production plus importants. Donc notre objectif c'est bien de travailler pour remonter le niveau de production. On a une ambition qui est de tendre vers les 400 TWh, ce qui suppose évidemment de dépasser beaucoup de chantiers de grand carénage et y compris de travailler sur des capacités de production améliorée avec de la puissance améliorée sur certains réacteurs, mais il nous faut y aller graduellement et réussir aussi dans le même temps les chantiers de grand carénage qui concernent évidemment tous les réacteurs. Voilà où nous en sommes.

Sur l'explication de l'EBITDA, je pense que je vais passer la question à Xavier pour lui donner une seconde chance d'aller plus en détail.

**Xavier Girre :** Merci beaucoup. Je vais vous présenter deux slides. Tout d'abord, le même que précédemment et un second pour vous présenter l'effet du bouclier tarifaire sur les TRV.

Tout d'abord, ce slide, qu'est-ce qu'il montre ? Il montre effectivement plusieurs éléments ici. Ces deux premières briques sont des éléments de retournement de ce qui s'était passé en 2022. En 2022, on avait produit 41,4 TWh de moins de production nucléaire en France. Ça c'est le premier élément ici. Donc évidemment on a produit davantage donc ça a généré un EBITDA supplémentaire.

Le deuxième élément c'est qu'en 2022 avait été décidée une allocation de 20 TWh d'ARENH supplémentaire et donc nous avons subi 8,2 Mds€ défavorables, c'est-à-dire pour à peu près la moitié c'est l'effet sur les TRV et l'autre moitié sur les offres de marché.

Troisièmement, cette troisième brique c'est qu'en 2022, comme nous avons moins d'offres puisque nous avons moins produit. Je vous rappelle qu'on avait produit 279 TWh en 2022 donc moins d'offres et plus de demandes à servir puisqu'il fallait servir 20 TWh d'ARENH de plus. Donc comme je l'avais dit l'an dernier, j'avais dit qu'on avait un double choc : un choc d'offre et un choc de demande. C'est déjà difficile d'en avoir un. Quand on en a deux c'est quand même très douloureux. Et donc nous avons dû racheter massivement de l'électricité sur les marchés à des prix très élevés parce que les prix spot étaient très élevés. En 2023, puisque nous avons plus produit et qu'il y avait moins d'ARENH, nous avons moins racheté et nous avons racheté à des prix moins élevés parce que les prix spot étaient moins chers. Donc ceci explique 7,3 Mds€ de progression. C'est la troisième brique.

Et ensuite, il y a l'effet prix à l'égard des clients. Et là il y a bien deux briques. Il y a d'une part ce qui a été pris en charge directement par les clients (+12,1 Mds€). Ça c'est l'effet sur la facture des clients, que ce soient les clients TRV ou les clients offres de marché. Et deuxièmement, comme vous le savez, en 2023, le gouvernement a mis en place en France un bouclier tarifaire qui est donc pris en charge par la CSPE et qui a représenté 12,5 Mds€ d'augmentation en 2023 par rapport à 2022. En 2022, c'était 1,4 Md€ le bouquet tarifaire et en 2023 c'étaient 13,9 Mds€ donc c'est bien 12,5 Mds€ de différence. Donc la 1<sup>ère</sup> brique est prise en charge directement par les clients. La 2<sup>ème</sup> brique est prise en charge par le budget de l'État, les contribuables. Elle n'est pas payée directement par les clients en 2023. Mais ces deux briques, pour répondre précisément à votre question, ce sont bien des recettes pour EDF. EDF a été payé par les clients et a été payé par le bouclier tarifaire. Et c'est cela qui explique la

progression de l'EBITDA. Je peux vous projeter un 2<sup>ème</sup> slide, si vous le voulez, sur les TRV mais ce n'est peut-être pas nécessaire si c'est clair ainsi.

**Luc Rémont :** Sur la France, on a un portefeuille de clients qui en termes professionnels est à peu près stable et on a eu sur la partie Particuliers, beaucoup de particuliers qui sont revenus vers EDF, en partie parce que leurs fournisseurs ont cessé de les fournir en partie et donc je n'ai pas avec certitude tous les ordres de grandeur en tête, mais je pense que nous avons probablement récupéré 1 million de clients sur l'année 2023. C'est bon ?

**Juliette Raynal (La Tribune) :** Merci. Il y avait juste le point sur la République tchèque, la prochaine échéance.

**Luc Rémont :** La République tchèque a annoncé il y a quelques semaines que nous étions retenus pour une phase supplémentaire compétitive sur un projet de un à quatre réacteurs et donc nous avons engagé maintenant des discussions avec les services du gouvernement tchèque pour déterminer les conditions de cette nouvelle phase compétitive qui doit nous amener un peu plus de travail sur les réacteurs supplémentaires bien sûr et à déterminer exactement ce dont ils ont besoin pour que nous répondions à leurs attentes. Quelques mois de travail.

**Elsa Bembaron (Le Figaro) :** Bonjour. On va continuer avec les questions comptables. Sur Hinkley Point C, c'est la dépréciation d'actifs. Ça veut dire, que sans Hinkley Point C, vous auriez eu un résultat net qui aurait été de 22 Mds€ ou le calcul est faux et c'est 16 ? Je n'ai pas compris, à un moment, vous évoquiez un 6,9 alors que la dépréciation est de 12. Encore un chiffre que je n'ai pas compris. Mais quand on m'explique, je comprends.

**Luc Rémont :** L'impact sur le résultat net part du Groupe n'est pas le même, mais c'est Xavier qui va vous répondre.

**Elsa Bembaron (Le Figaro) :** Voilà, c'était ça la question. Une petite question : est-ce que vous avez versé des dividendes à votre actionnaire ? Un petit point sur Arabelle ?

Et est-ce que vous avez déjà des clients qui ont signé des contrats CAPN ? Merci.

**Luc Rémont :** D'accord. Alors, je vais peut-être laisser Xavier revenir sur l'explication sur HPC. Sur le dividende, notre actionnaire nous a indiqué qu'il ne demandait par la distribution de dividendes sur l'année 2023 en donnant la priorité au désendettement du Groupe, ce qui est parfaitement cohérent avec le soutien du plan d'investissement à venir du Groupe et parfaitement aligné avec nos discussions avec l'État actionnaire.

Sur Arabelle, nous poursuivons la recherche des accords qui sont nécessaires pour que nous puissions finaliser cette opération dans des conditions satisfaisantes pour opérer les activités d'Arabelle au sein du groupe EDF. Nous sommes prêts pour le faire. Évidemment, nous avons besoin des autorisations administratives qui sont nécessaires pour pouvoir le faire dans de bonnes conditions. Ça progresse, mais je ne peux pas vous donner de calendrier.

Je termine par les contrats long terme. Nous n'avons à ce stade pas signé de contrat définitif. Nous avons signé des lettres d'intention qui sont déjà assez détaillées. Il faut déjà beaucoup de travail pour arriver à la lettre d'intention. Et nous avons beaucoup de discussions en parallèle avec d'autres clients. Donc ça progresse. Et les accords définitifs prennent effet à partir de 2026 donc les accords définitifs ce n'est pas forcément quelque chose qui se fait dans l'urgence. Les lettres d'intention sont plus importantes et nous en avons déjà quelques-unes



qui sont signées dont une qui est publique d'ailleurs : Arcelor Mittal.

**Xavier Girre :** Et sur HPC, pour répondre à la question, vous avez bien tout d'abord une dépréciation qui est passée donc sur les actifs immobilisés et les intérêts capitalisés (11,1 Mds€). Vous avez par ailleurs une dépréciation qui a été passée sur le *goodwill* d'EDF Energy, qui est largement liée à la mise à jour du calendrier des coûts de Hinkley Point C, ce qui fait donc 1,7. Et ensuite, il faut prendre en compte l'effet fiscal et puis l'effet des minoritaires, d'où l'impact sur le résultat net part du Groupe que je vous ai indiqué tout à l'heure.

**Aurélie Barbaux (L'Usine Nouvelle) :** Bonjour. J'ai trois questions. La première c'est encore sur HPC. Vous nous avez dit que le projet était toujours rentable. En 2019, la rentabilité exceptionnelle devait être de 9 %. En 2019, elle était descendue entre 7,8 et 7,6 %. De combien est-elle aujourd'hui ? Et est-ce que vous pouvez nous donner un chiffrage en euros 2023 ou 2024 du coût du projet ? Nos appréciations, on a des euros 2015. Ce n'est pas très pratique et on n'a pas votre chiffrage à vous.

La deuxième question : quel est l'impact pour EDF et ses négociations avec ses clients du report du vote de la loi souveraineté énergétique qui devait justement acter l'accord passé avec le gouvernement à l'automne ?

La troisième question est dans un tout autre domaine : pourquoi ne pas avoir choisi un cloud souverain pour vos échanges de données avec les clients et d'avoir choisi Amazon ?

**Luc Rémont :** Je laisserai Xavier répondre sur HPC, même si je ne suis pas sûr qu'on puisse répondre à vos questions parce qu'on communique toujours sur les livres 2015 parce que ça permet de comparer des choux et des choux et pas des choux et des carottes.

Sur l'impact du report de la loi, celui-ci n'a pas d'impact sur notre capacité à déployer notre politique commerciale. Notre politique commerciale est faite dans le cadre juridique existant ; elle nous permet parfaitement, à la fois dans le cadre juridique français et européen, dans le respect de ces deux cadres, de pouvoir déployer les contrats de long terme que nous proposons sans attendre et donc la loi viendra apporter un certain nombre de dispositions qui permettent de pérenniser un cadre qui est stable pour l'ensemble des acteurs, mais nous n'avons pas besoin d'attendre la loi pour commencer à travailler et donc nous sommes déjà à l'œuvre. Toutes nos forces commerciales sont à l'œuvre et nous mettons également de l'électricité à disposition de nos concurrents sur les marchés de gros à ces horizons de moyen terme pour leur permettre de fournir de l'électricité à ces horizons de quatre et cinq ans, comme nous le faisons nous-mêmes et dans des conditions similaires pour faire en sorte que l'ensemble des clients puisse s'adresser soit à nous soit à nos concurrents et avoir accès à de l'électricité stable à moyen terme. Et nous n'avons pas besoin d'attendre la loi pour ça.

Sur le cloud souverain, je voudrais déjà ramener le sujet Amazon à sa juste proportion. Nous n'avons pas confié toutes nos données à Amazon, nous n'avons pas décidé de réaliser une grande plateforme avec Amazon. Nous faisons un test avec Amazon sur un certain nombre d'applications comme n'importe quelle entreprise le ferait. Nos données confidentielles opérationnelles sur les centrales nucléaires ne sont pas sur le cloud ; elles sont dans des environnements protégés et elles ne sont évidemment pas partagées donc nous avons déployé un test avec Amazon, qui est un grand expert du cloud mais il se trouve que c'était également un grand expert de la logistique, pour nous aider à optimiser la gestion de nos pièces de

rechange. La gestion de nos pièces de rechange est un des éléments qui font la performance opérationnelle de la maintenance du parc et donc c'est bien ça l'objectif que nous poursuivons avec un souci tout à fait particulier de la cybersécurité et de la confidentialité de nos données. Lorsqu'un cloud souverain sera opérationnel, il y aura d'autres applications qui utiliseront un cloud souverain, bien sûr.

**Xavier Girre :** S'agissant de HPC, tout d'abord sur sa rentabilité : bien sûr, la rentabilité est donc inférieure au WACC sinon il n'y aurait pas eu de dépréciation. Mais elle est positive. Et bien sûr aussi HPC générera des cash-flows positifs lorsqu'il sera en exploitation grâce à son contrat pour différence. Vous savez que la grande caractéristique de HPC c'est ce contrat pour différence d'une durée nominale de 35 ans.

Pour répondre à votre question sur le coût à terminaison de HPC en monnaie courante, donc en livres courantes, l'estimation de 31 à 34 Mds£<sub>2015</sub> que nous avons donnée correspond à une estimation en livres courantes comprise entre 41,6 et 46,5 Mds£ courantes – ceci dans le scénario de base en quelque sorte que nous avons décrit et nous avons indiqué que dans l'hypothèse d'un scénario plus défavorable avec une année de décalage, ceci pourrait représenter un surcoût d'un milliard de livres 2015, soit 1,4 Md£ courantes.

**Aurélié Barboux (L'Usine Nouvelle) :** Et donc vous ne communiquez plus avec un pourcentage de rentabilité sur HPC, comme c'était le cas avant ?

**Xavier Girre :** Non. Non, non.

**Benjamin (Reuters) :** Bonjour. Pour revenir sur le dispositif post-ARENH, est-ce que vous pouvez nous dire s'il est envisageable qu'à un moment ou à un autre, étant donné la baisse des prix de marché, que l'État mette en place un système de prix plancher ? Est-ce que c'est quelque chose qui pourrait faire partie des prochaines étapes ?

J'aurais une deuxième question sur Sizewell. Est-ce que vous êtes toujours à la recherche de partenaires privés pour financer le projet ou est-ce que la solution envisagée aujourd'hui est plutôt celle de demander en quelque sorte un soutien ou en tout cas une participation plus importante que prévue à l'État britannique ?

**Luc Rémont :** Merci pour vos questions. Nous n'envisageons pas de prix plancher pour l'électricité. En revanche, si les prix de l'électricité devaient durablement être faibles, il conviendrait de s'interroger sur l'état de la demande d'une part et sur l'état de l'économie de l'électricité pour savoir comment financer les investissements. Et cette question devra être posée. Je pense que la première question qu'il est utile de se poser dès maintenant, dans un environnement qui atterrit rapidement sur des prix qui sont légèrement en dessous de la cible que nous annonçons à 70 € du MWh, ça n'est pas tant de savoir si cette zone de prix est soutenable – elle l'est –, mais c'est de savoir si nous sommes à cette zone de prix-là dans un horizon économique de l'électricité qui est soutenable à long terme pour financer tous les investissements de décarbonation qui sont nécessaires. Et la première question qui vient dans ce cas-là c'est : quel est le prix du CO<sub>2</sub> à moyen terme ? Et l'élément sur lequel les politiques publiques seront sans doute appelées à se positionner en premier c'est sur l'évolution du prix du CO<sub>2</sub>, car si le prix du CO<sub>2</sub> baisse comme il le fait en ce moment, nous serons assez vite dans une situation dans laquelle, pas juste EDF mais l'ensemble de la stratégie de décarbonation nécessitant des investissements notamment dans le domaine de l'électricité pourra être potentiellement mise à risque.

Sur Sizewell, nous travaillons avec le gouvernement britannique à la recherche d'investisseurs pour préparer la décision d'investissement final de ce projet.

**Matthieu Pechberty (BFM) :** Bonjour. Matthieu Pechberty, BFM. Je voudrais aussi revenir sur HPC, savoir un petit peu sur quoi portent, le plus possible en tout cas, vos discussions avec le Gouvernement britannique. Et évidemment les prêts garantis : est-ce que sur une injection de capital du Gouvernement britannique dans le projet une révision du CFD – je crois qu'il était question que ce soit possible en cas de dérapage du projet donc avoir un point le plus précis possible sur vos discussions avec le Gouvernement britannique. Et au regard de ce qui se passe sur HPC, que pouvez-vous nous dire sur le coût des EPR2 ? Vous avez dit que cette année, ça allait être l'objet de vos travaux, mais notamment sur les deux premiers de Penly. Et enfin, savoir un peu comment vous prenez les régulières offres que vous fait Patrick Pouyanné pour des contrats de long terme. Il est de plus en plus offensif donc qu'est-ce que vous pouvez lui répondre ? Merci.

**Luc Rémont :** Merci beaucoup Matthieu. Sur HPC, je ne vais pas vous en dire plus. Vous comprenez, on est dans une relation de confiance et de travail avec le gouvernement britannique depuis déjà des années et cette relation de confiance et de travail, le groupe EDF y est très attaché. C'est la condition du succès d'un programme à long terme qui couvre HPC, Sizewell et potentiellement plus à l'avenir. Et je pense que les autorités françaises et britanniques y sont tout à fait attachées.

Nous sommes aujourd'hui dans une situation dans laquelle nous devons monter le financement de Sizewell et il se trouve que simultanément une part plus importante du financement de HPC repose sur nous, en tout cas tant que notre co-actionnaire décide de ne pas continuer d'abonder sur le financement. Nous avons évidemment des discussions avec le gouvernement britannique qui couvre les deux et notre objectif c'est de trouver une solution qui corresponde au meilleur intérêt des parties dans la poursuite du programme nucléaire britannique. Je ne pourrai pas vous en dire beaucoup plus sur les solutions techniques à ce stade.

**Matthieu Pechberty (BFM) :** Est-ce que vous considérez juste qu'aujourd'hui, comme beaucoup disent, il n'y a plus que les États qui peuvent financer ces projets là et donc par définition vous ne trouvez pas d'investisseurs privés ?

**Luc Rémont :** Ce que je peux vous dire c'est qu'il n'y a pas un seul investissement dans l'électricité qui se fait sans les États et ça fait 20 ans que ça dure. Donc ce n'est pas juste le nucléaire. Vous n'avez pas un seul investissement de capacité de production significative, je ne parle évidemment pas de panneaux solaires que vous pouvez mettre sur votre toit, mais de production significative, il n'y en a aucune dans toute l'Europe qui ne se fait sans une intervention publique. Pourquoi ? Parce qu'il faut donner de l'horizon de temps supplémentaire correspondant à l'infrastructure qu'on est en train de construire pour être capable de la financer donc le nucléaire ne fait pas exception à cette règle-là. Simplement le nucléaire donne lieu à la création d'infrastructures qui sont plus lourdes à construire que d'autres mais qui tiennent aussi beaucoup plus longtemps et qui sont commandables. Donc il y a besoin effectivement d'un schéma avec les autorités publiques des pays qui s'engagent dans le nucléaire. Et c'est quelque chose qui est commun à tout le secteur de l'électricité.

**Matthieu Pechberty (BFM) :** Les EPR2 au regard d'HPC et les offres de Total, enfin les propositions de Patrick Pouyanné.

**Luc Rémont :** pour l'EPR2, comme je l'ai dit, on est en phase de définition donc on a, je crois, 4 millions d'heures d'ingénieurs cette année donc on ne va pas vous donner le résultat des courses avant le travail. Le travail se fait cette année et probablement un peu au-delà sur l'optimisation d'un programme dont le principal enjeu est d'être capable de le construire d'emblée à l'échelle industrielle donc évidemment nous prenons le retour d'expérience de Taishan, d'Olkiluoto, de Flamanville 3, d'HPC, sur tout ce que nous avons appris sur ces projets, pour l'intégrer dans le design dans l'ensemble de la chaîne de fabrication qui contribue à ces projets et dans la logique de construction que nous allons aborder sur EPR2 et évidemment dans le schéma financier qu'il reste à monter – ces quatre éléments-là, sur lesquels nous avons un programme de travail lourd cette année et on viendra en fin d'année expliquer où nous en sommes sur l'ensemble du programme avec l'objectif évidemment de le sortir à cadence industrielle dès les premiers de Penly

J'ai déjà dit maintes fois que TotalEnergies était très bienvenu dans l'électricité donc je comprends de la citation que vous faites de Patrick Pouyanné qu'il souhaite nous acheter de l'électricité pour aider au financement des réacteurs. Je pense que ça trouvera évidemment son chemin dans le temps. Il nous faut commencer par faire réussir un marché de moyen terme pour nos clients, pour les clients du secteur de l'électricité en France, et c'est là-dessus que nous comptons d'abord travailler avec nos concurrents pour que, en leur fournissant de l'électricité à moyen terme (4-5 ans), nous puissions tous ensemble faire en sorte que ce marché soit plus stable pour nos clients. C'est la priorité. Ensuite, dans le temps, nous aurons le temps de développer davantage de choses.

**Sarah White (Financial Times) :** Bonjour. J'ai aussi des questions sur les projets britanniques : est-ce que vous seriez capables de porter ce projet seul, si le Gouvernement britannique se refuse à une aide financière sur le projet, sur Hinkley Point C ?

Sur Sizewell, je voulais savoir s'il y a une possibilité pour vous d'augmenter votre participation au-delà des 20 % que vous avez évoquée ?

Et j'avais une dernière question sur les turbines Arabelle : est-ce qu'il y a un scénario où vous n'obtenez pas cette autorisation parce que l'administration américaine durcit le ton sur la Russie. Dans ce cas-là, est-ce que l'opération est impossible ? Merci beaucoup.

**Luc Rémont :** Alors, sur l'ensemble de notre positionnement sur les projets britanniques, par définition, nous portons ce projet Hinkley Point et nous allons le porter évidemment pour le faire réussir. Je pense qu'on est encore une fois dans une relation de partenariat avec les autorités britanniques. C'est l'intérêt des autorités britanniques que nous soyons un partenaire solide pour réaliser ce projet dans les meilleures conditions et j'ai confiance sur le fait que nous allons trouver un chemin avec les autorités britanniques à la fois sur Hinkley Point C et sur Sizewell. Sur Sizewell, nous n'avons pas l'intention de dépasser 20 %. Nous resterons en-dessous. Nous ne souhaitons pas être un actionnaire qui consoliderait ce projet. Et ça c'est un engagement ferme du Groupe. Évidemment, nous souhaitons la réussite de ce projet et nous travaillons main dans la main avec les autorités britanniques pour faire en sorte que le financement et la réalisation du projet soient un succès sur le modèle strict de réplification d'Hinkley Point C. Et c'est pour ça que nous sommes dans la phase avec les autorités britanniques dans laquelle nous recherchons un certain nombre d'investisseurs qui puissent entrer dans le projet à leurs côtés et à nos côtés pour lancer la réalisation du projet.

Arabelle ? L'avenir n'est pas écrit donc si on n'a pas d'autorisation on aura l'occasion d'en reparler. Mais là aussi, je fais confiance à la capacité de discussion pour trouver des choses raisonnables.

**Caroline Pailliez (Montel) :** Caroline Pailliez, pour *Montel*. Je voulais revenir un peu sur les contrats à cinq ans, les enchères, en fait, donc c'est à peu près un tiers environ des enchères qui ont été conclues. Ça ne paraît pas très conséquent. Est-ce que vous pensez que ça va s'accélérer ? Est-ce qu'on a une idée aussi du volume qui a été vendu à date ? Pourquoi ça ne prend pas, finalement ? Est-ce que le prix de réserve est trop élevé ? Il va falloir baisser le prix de réserve.

Deuxième question sur l'EPR de Flamanville. Je sais que le président de l'ASN qui disait qu'il était en attente d'éléments supplémentaires pour pouvoir donner une autorisation, notamment des attestations de conformité de certains équipements, retour d'expérience. Est-ce que vous allez les donner à temps pour pouvoir donner l'autorisation ?

**Luc Rémont :** Sur les enchères, on met à disposition cette électricité sous forme d'enchères presque tous les jours et effectivement on n'a pas une vente tous les jours. Et ça, ça dépend de la demande aussi. On met un prix de réserve, c'est normal, parce qu'on n'a pas vocation à vendre à perte non plus. Donc ce prix de réserve, d'ailleurs, il est établi dans des conditions qui sont parfaitement contestables donc si on a besoin de justifier du prix de réserve auprès des autorités de contrôle, on sait le faire. Simplement, il faudrait que la demande augmente pour que nous en mettions plus. Le jour où la demande sera là à des volumes plus importants, on mettra plus de volumes à disposition. Pour l'instant, ce qui est clair, c'est que quand les prix court terme baissent à la vitesse qu'ils ont connue depuis deux mois, on n'a pas vu une demande énorme émerger parce que les gens se disent « autant que je me source à court terme ». Mais ce n'est pas forcément très avisé de se dire qu'on se source qu'à court terme parce que si demain les prix remontaient pour des raisons qu'on ne peut pas prévoir, ceux qui n'auront pas fait l'effort de se dire « je sécurise mon approvisionnement sur le moyen terme » se retrouveront à nouveau dans un cycle haussier. Ce que nous proposons c'est du volume disponible pour stabiliser les prix dans la zone dans laquelle ils sont aujourd'hui pour assurer cette stabilité sur le long terme sur le marché de gros, ce qui permet à tout le monde de se sourcer dans de bonnes conditions sur le marché de gros et donc de faire ensuite un commerce qui est responsable et qui est stable dans le long terme auprès de la clientèle finale. Voilà ce que nous proposons. Après, il faut être deux pour danser donc il nous faut évidemment des acheteurs en face. Ils sont là, mais pas tous les jours. Et on est prêt à en faire plus.

**Caroline Pailliez (Montel) :** Volume de lettres signées ?

**Luc Rémont :** Un peu plus d'1 TWh.

Pour Flamanville 3, on est en relation avec l'ASN tous les jours évidemment. Vous imaginez une machine telle que Flamanville, le nombre de sujets qu'il faut aller vérifier. Donc effectivement, il y a des vérifications de conformité qui sont en cours sur un certain nombre de pièces qui font l'objet d'échanges quotidiens avec l'ASN et qui vont continuer jusqu'à la décision de chargement du réacteur.

**Nathalie Alonso (AFP) :** Bonjour. Je voulais revenir sur le dividende. Vous avez indiqué que l'unique actionnaire n'avait pas réclamé son dividende. Est-ce que vous pouvez nous donner

son montant, s'il vous plaît ?

Par ailleurs, est-ce que l'idée d'un apport de capital par l'État est toujours quelque chose d'écarté ou est-ce que c'est une option reconsidérée ?

Enfin, pourriez-vous nous donner l'estimation du coût de la grève entre fin 2022 pour les négociations salariales et ensuite la réforme des retraites ?

**Luc Rémont :** Si l'actionnaire n'a pas demandé de dividende c'est qu'il n'y a pas de dividende donc il n'y a pas de montant. C'est sur le premier point. Xavier, tu veux peut-être prendre la suite ?

**Xavier Girre :** Il n'y a pas d'augmentation de capital prévue du tout, à date. Juste pour bien préciser le point sur le dividende. C'est donc tout à fait différent des années passées puisque les années passées, je pense que c'est à ça que fait écho votre question, l'État pendant des années a reçu son dividende en titres ; en exerçant son option de recevoir le dividende en titres, là, il n'y a pas de dividende donc c'est tout à fait différent. C'est pour ça qu'il n'y a pas de montant de dividende.

**Luc Rémont :** Et s'agissant de la grève, je n'ai pas de chiffres précis en tête. Je sais qu'on a perdu un peu de production sur les mois du premier trimestre. Ça se voit dans nos chiffres mois par mois d'ailleurs. Je ne sais pas le chiffrer précisément.

**Pierre-Franck Thome Jassaud :** Ok. On va prendre juste une ou deux questions en ligne. On a Nicolas Rauline, des *Echos*, qui souhaiterait revenir sur les prévisions d'EBITDA. Quel est l'objectif de résultat net/EBITDA ? Et quand attendez-vous un résultat de la nouvelle politique commerciale sur votre rentabilité ?

**Luc Rémont :** Alors, l'objectif d'endettement financier net/EBITDA on l'a donné à horizon 2026 : c'est de rester en dessous de 2,5 fois et ça en tenant compte évidemment à la fois de la remontée de la production, de l'environnement de prix plus bas et de l'évolution de nos investissements à la hausse. C'est les trois paramètres qui déterminent l'évolution de notre ratio endettement net/EBITDA à cet horizon-là.

**Xavier Girre :** Mais je voudrais juste souligner que ça fait plusieurs années que nous n'avions pas donné de *guidance* de moyen terme et que donc cette année, nous sommes en mesure et que de façon déterminée, nous souhaitons donc donner cette perspective de moyen terme. Et en totale cohérence avec ce que nous avons déjà indiqué en juillet 2023 et en totale cohérence également avec nos *ratings*, qui est un enjeu tout à fait important.

**Luc Rémont :** Sur la deuxième question, je ne pense pas qu'on puisse dire que la politique commerciale en tant que telle a un impact sur la rentabilité. Elle a un impact sur notre profil de business parce qu'elle conduit à lisser notre profil de revenus dans le temps au lieu de le surexposer aux évolutions de court terme. Et c'est quelque chose qui est un intérêt d'ailleurs qui est mutuel, qui est convergent entre l'intérêt des clients et l'intérêt d'EDF.

Nous sommes depuis le début de l'ARENH dans un profil de métier qui nous amène à être totalement exposés court terme à la fois pour les clients et pour EDF. Ça a donné malheureusement pendant huit années ou neuf années de début de l'ARENH quelque chose qui a pesé très lourd sur les finances d'EDF. Depuis l'année où les prix ont explosé, ça a évidemment pénalisé les clients donc la nouvelle politique commerciale nous amène dans un environnement qui nous permet d'avoir un profil de revenus de notre côté et un profil de prix

du côté des clients qui soient lissés sur le long terme et donc qui est beaucoup plus stable et beaucoup plus prévisible quand on est dans notre profil de métier qui nécessite des investissements à long terme avoir cette prévisibilité des revenus est absolument déterminant. Ça ne change pas notre rentabilité, mais ça peut la changer sur une année. Et le fait de la changer sur une année a de la valeur.

**Pierre-Franck Thome Jassaud** : Merci. Encore une question en ligne du *Monde*, qui revient sur des questions qui ont été posées : pour prolonger une question de ma consœur de *La Tribune*, le résultat net de 10 Md€ est-il principalement dû à la remontée progressive de la production nucléaire ou bien à l'effet prix ? Deuxième question : en 2022, l'hypothèse moyenne pour le coût des six EPR était de 51,7 Md€. Comment expliquer que la somme s'annonce déjà supérieure, selon une récente déclaration d'EDF ? Et quel sera le nouvel ordre de grandeur ?

**Luc Rémont** : Je pense qu'on ne va pas refaire l'explication de la cascade d'EBITDA une troisième fois sauf si vraiment vous le souhaitez parce que vous avez adoré la première et la deuxième, mais je pense qu'elle est assez claire, cette explication. Elle montre bien que la remontée de la production nous a permis à la fois de produire plus et donc de vendre plus notre production, mais aussi d'acheter moins. Et donc ces deux phénomènes-là sont ceux qui sont les plus déterminants dans la remontée de l'EBITDA du Groupe. Évidemment, il y a un effet prix aussi, mais il a été tout à fait bien expliqué par Xavier comme étant simplement une des composantes de l'évolution de la rentabilité du Groupe.

Sur EPR2, il faut voir où nous en sommes sur ce projet. Nous en sommes dans la phase de définition. Nous sommes dans la phase dans laquelle il y a des études, beaucoup d'études. Et par définition, il y a une première estimation qui a été faite, qui est le fameux 51,7. C'était en 2021. Nous sommes dans une phase dans laquelle on passe de l'estimation à un travail détaillé qui n'est pas qu'une estimation des coûts dits secs d'un programme, mais de ce que nous allons réaliser. Ce que nous allons réaliser ça tient compte évidemment de la réestimation d'un certain nombre de coûts secs, mais désormais d'un travail détaillé avec des contrats avec l'ensemble de nos partenaires industriels, de schémas d'exécution sur le plan de la construction et sur le plan de l'intégration électromécanique de ces chantiers et évidemment d'un schéma de financement. C'est l'ensemble de ces briques-là qu'il faut rassembler pour arriver au financement complet du projet. Donc il nous faut toute l'année pour travailler là-dessus et donc de simplement redonner une estimation aujourd'hui n'aurait aucun sens. Il nous faut faire le travail de fond et c'est le point sur lequel toutes les équipes d'EDF avec la filière industrielle qui travaille avec nous sont engagés aujourd'hui pour l'ensemble de l'année dans un travail qui va bien au-delà de l'estimation initiale qui avait été faite.

**Élise Wu (Montel)** : Bonjour. Vous avez parlé d'une baisse des prix attendue. Je suppose que vous parlez des contrats à terme. Est-ce que vous pouvez indiquer de quel ordre vous attendez cette baisse ? Et est-ce que ça pourrait compliquer la signature des contrats à 4-5 ans autour de ces niveaux ? Enfin, vous avez signé 1 TWh de ces contrats. Combien faudrait-il en signer pour que ce soit un succès au regard de la clause de revoyure ? Merci.

**Luc Rémont** : Il n'y a pas d'objectif dans la clause de revoyure. Simplement, nous sommes convenus avec le gouvernement de nous reparler au bout de six mois pour regarder où en est l'évolution de notre politique commerciale et l'évolution des prix dans le monde électrique. Ce qui est clair, c'est que depuis notre accord de novembre, les prix dans le monde électrique ont

déjà atterri à la cible puisque qu'on parlait de 70 €/MWh. Nous y sommes. Donc c'est qu'à priori, nous sommes bien en train de sortir de la crise. Encore une fois, je ne néglige pas les situations particulières d'aujourd'hui dans lesquelles sont encore un certain nombre de PME notamment et donc nous y travaillons avec l'ensemble de nos forces commerciales et en liaison avec le gouvernement. Mais l'atterrissage des prix, il se fait. Les prix pas juste dans cinq ans, mais les prix de l'année prochaine sont dans les 70 €/MWh aujourd'hui. Donc ce qui compte le plus maintenant c'est comment nous stabilisons cet horizon-là pour que l'ensemble de nos clients, tous ceux qui le souhaiteront en tout cas, puisse avoir accès à des conditions de fourniture d'électricité qui puissent stabiliser ce type de gamme de prix pour l'horizon de long terme. Et c'est là que nos propositions de contrat moyen terme entrent en jeu pour permettre de stabiliser ce type de prix sur le moyen terme. Les clients qui le souhaiteront pourront le faire. Ceux qui souhaitent rester sur des horizons plus court terme, par définition, ils en auront la possibilité aussi. En tout cas nos forces commerciales le proposent et il y a chaque semaine des clients qui maintenant viennent signer des contrats de ce type et nous appelons évidemment l'ensemble des clients à nous poser des questions et à poser les mêmes questions à nos concurrents d'ailleurs pour qu'ils puissent avoir les meilleures conditions de fourniture à l'horizon de temps qu'ils souhaiteront. Notre recommandation à nous, c'est de viser l'horizon de temps de moyen terme parce que ça permet de stabiliser leurs conditions de fourniture sur un horizon de temps long.

Il nous reste à vous remercier tous pour votre intérêt pour EDF et pour le merveilleux monde de l'électricité.

*[FIN DE LA TRANSCRIPTION]*