



BILLET DE L'ADMINISTRATRICE SALARIÉE D'EDF SA n°8

Energie
Groupe EDF

PARRAINÉE PAR FO ÉNERGIE

Janvier
2025

SOMMAIRE

Des actions exemplaires et une production solide en 2024 malgré les crises climatiques

1. Une production 2024 très positive pour EDF grâce à l'engagement des salariés
2. Des salariés mobilisés pour le service public
3. Un désastre sans précédent à Mayotte contenu grâce au dévouement des salariés
4. Flamanville : le 57^e réacteur nucléaire démarre avec la nouvelle génération de salariés

Les perspectives de 2025

1. La fin de l'Arenh : un soulagement pour l'entreprise
2. Le TRVE est-il en sursis?
3. L'évolution du TURPE 7⁽²⁾ contribuera-t-il réellement aux investissements futurs d'ENEDIS et de RTE?
4. Des dépenses à venir considérables pour le réseau
5. Fin du contrat avec Gazprom et ses conséquences inattendues
6. Une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE3 pour 2025-2030, 2031-2035) à risque?
7. Hydraulique : une urgence pour 2025



Sandrine LHENRY
Administratrice
salariée d'EDF SA
Parrainée par FO

Des actions exemplaires et une production solide en 2024 malgré les crises climatiques

En raison d'un programme industriel chargé en France, d'une forte variabilité dans la production d'énergie nucléaire et d'une élection américaine qui remet en question les objectifs de décarbonation de l'accord de Paris, le secteur de l'énergie pourrait connaître une année 2025 à la fois compliquée et instable. Des échéances européennes et nationales sur le nucléaire, les réseaux d'électricité et la tarification doivent être discutées en 2025. Elles pourraient impacter la réglementation ou nos investissements, ajoutant à l'instabilité du secteur électrique au détriment du groupe EDF. Mais, pour l'heure, ne boudons pas notre plaisir de voir le Groupe EDF se redresser industriellement et financièrement, grâce à une année 2024 particulièrement réussie :

1. Une production 2024 très positive pour EDF grâce à l'engagement des salariés

Pour la première fois, la production d'électricité en France a atteint le seuil de 95 % d'électricité bas carbone sur un total de 536,5 TWh. EDF y a fortement contribué, avec un parc nucléaire très performant, ayant produit près de 362 TWh, soit 67,41 % de la production totale d'électricité. Le parc hydraulique a également enregistré une progression de +30,3 %, soit 50,5 TWh. À cela s'ajoute le record d'exportation d'EDF, contribuant ainsi largement à l'équilibre du réseau européen, avec 89 TWh. Ces performances sont d'autant plus remarquables qu'elles ont été réalisées dans le cadre de la résolution rapide de la crise de la Corrosion Sous Contrainte. Cette résolution a mis en lumière la maîtrise industrielle et la capacité d'innovation technologique de notre entreprise et de ses salariés.



2. Des salariés mobilisés pour le service public

L'année 2024 a été marquée par des événements climatiques extrêmes qui ont mis à rude épreuve les infrastructures électriques. **Rendons hommage aux salariés d'Enedis, d'Électricité de Strasbourg et d'EDF, qui, avec un profond attachement au service public, ont joué un rôle clé dans la gestion de ces crises.** En métropole, les tempêtes Monica, Kirk et Darragh ont causé d'importantes coupures d'électricité prolongées, impactant des milliers de foyers. Les équipes d'Enedis et d'Électricité de Strasbourg ont su déployer des unités d'urgence pour intervenir rapidement et réparer les infrastructures endommagées en un temps record. Elles ont ainsi remis en état les câbles aériens basse et moyenne tension arrachés par les vents violents et réparé les postes de transformation endommagés par les inondations. Le coût des réparations et des renforcements a été estimé à plusieurs millions d'euros, couvrant notamment le remplacement des lignes électriques aériennes détruites et l'enfouissement de câbles dans les zones sensibles pour réduire la vulnérabilité aux futures tempêtes.

Ces événements climatiques ont souligné l'urgence de moderniser le réseau électrique, en utilisant, par exemple, des technologies de « *smart grid* », capables de rediriger l'électricité en cas de surcharge ou de panne, permettant de renforcer ainsi la résilience du réseau face aux aléas climatiques. Nous souhaitons aussi souligner l'adaptabilité, le savoir-faire et l'engagement des salariés pour le service public, qui prennent tout leur sens face à ces situations inédites.

3. Un désastre sans précédent à Mayotte contenu grâce au dévouement des salariés

Le cyclone Chido, qui a frappé Mayotte, restera comme l'un des pires désastres climatiques de 2024. Le réseau électrique de l'île a été totalement dévasté, privant les populations d'électricité, d'eau courante et de services essentiels.

Les équipes de la FARN (Force d'Action Rapide Nucléaire) et de la FIRE (Force d'Intervention Rapide Électricité) ont été parmi les premières à se mobiliser sur place. Grâce à leur expertise et leur dévouement, les hôpitaux, centres d'urgence et infrastructures vitales ont été rétablis en un temps record. Les conditions étaient particulièrement difficiles : routes coupées, accès aux zones sinistrées compliqués, mais les équipes ont travaillé sans relâche, de jour comme de nuit, pour reconstruire un réseau fonctionnel et répondre aux besoins urgents des habitants.

Ces événements ont encore prouvé l'importance des salariés du Groupe EDF, sans lesquels rien n'aurait été possible. **Leur mobilisation exemplaire témoigne encore une fois d'un véritable esprit de service public, essentiel pour faire face à l'urgence climatique et protéger les infrastructures essentielles à la vie quotidienne des citoyens.**

4. Flamanville : le 57^e réacteur nucléaire démarre avec la nouvelle génération de salariés

C'est avec soulagement que, depuis le 21 décembre à 11 h 48, EDF a franchi une nouvelle étape clé dans son histoire, avec le couplage tant attendu de son 57^e réacteur de Flamanville 3 au réseau français. Les phases d'essais continueront pendant une bonne partie de l'année 2025. L'atteinte de sa puissance totale de 1600 MWh est prévue d'ici l'été prochain. Nous souhaitons longue vie à ce tout dernier-né du parc nucléaire, qui produira de l'électricité pendant 60 à 80 ans pour près de 1,6 million de foyers. **Nous remercions les équipes pour leur ténacité face au bashing médiatique, et sommes heureux de voir la nouvelle génération à l'œuvre dans le clip de l'entreprise.** La relève est en passe d'être définitivement assurée.

(https://www.myelectricnetwork.fr/web/vivre-edf/lire-detail/-/asset_publisher/AO6j/content/premier-couplage-r%C3%A9ussi-pour-flamanville-3?typeGroup=veol&p_r_p_categoryId=880955839)

Les perspectives de 2025

1. La fin de l'Arenh : un soulagement pour l'entreprise

Au 31 décembre de cette année, EDF mettra enfin un terme à la vente à perte de son énergie nucléaire, via le mécanisme de l'Arenh, instauré par la loi NOME depuis le 1^{er} juillet 2011. Pendant plus de 13 ans, l'entreprise a été contrainte de céder 25 % de sa production à un tarif fixe de 42 €/MWh, un prix qui n'a jamais été réévalué, bien que cela fut prévu par le Code de l'Énergie. Ce dispositif, censé encourager la concurrence, s'est révélé contre-productif : il n'a apporté aucun véritable bénéfice, si ce n'est de contribuer à une hausse artificielle des factures d'énergie et du TRVE.

L'Arenh a également contribué à creuser la dette d'EDF, particulièrement lors de la crise énergétique de 2022. Cette année-là, l'État a imposé au groupe de vendre non plus 100 TWh, comme les années précédentes, mais 125 TWh à ses concurrents, alors même que la production du parc nucléaire était tombée à 279 TWh, son plus bas niveau historique, en raison des problèmes de Corrosion Sous Contrainte, et que les prix de l'électricité avaient explosé sur les marchés de gros.

Les consommateurs et EDF ont dû supporter à grands frais le développement de la concurrence, qui n'a rien apporté de bénéfique, si ce n'est d'enrichir les fournisseurs alternatifs à leurs dépens et à ceux d'EDF.



La fin de ce mécanisme est donc une véritable délivrance pour EDF, qui pourra désormais redresser ses comptes et se concentrer sur ses priorités stratégiques.

2. Le TRVE est-il en sursis?

Cette année, le sort des TRVE⁽¹⁾ doit être statué par le gouvernement pour les cinq prochaines années en collaboration avec la CRE et l'Autorité de la Concurrence. Connaîtra-t-il le même sort que celui du gaz, alors qu'il est reconnu comme un produit de première nécessité par le Code de l'énergie, et qu'il doit être géré dans le respect du principe d'égalité? C'est en tout cas ce que souhaitent les alternatifs et l'Autorité de la Concurrence : sa suppression pure et simple, au motif d'entrave à la concurrence.

Malgré toutes les tentatives des alternatifs pour le rendre moins attractif, le TRVE est toujours intéressant en raison de son mécanisme socialement responsable. Il garantit une stabilité des prix pour le consommateur. Et celui-ci ne s'y trompe pas! En effet, près de 60 % des consommateurs sont restés fidèles à ce tarif. Il contribue à préserver leur pouvoir d'achat et constitue un point d'ancrage pendant les crises énergétiques, comme ce fut le cas en 2022. À tel enseigne que de nombreux clients sont même revenus à EDF, le seul fournisseur à appliquer ce tarif, et ce après avoir été abandonnés comme quantité négligeable par leurs fournisseurs précédents, en raison des pertes de marge liées aux prix de l'énergie exorbitants de 2022-2023.

Par ailleurs, **le TRVE peut être considéré comme un vecteur important de l'électrification des usages. Il a la vertu d'être un signal prix constant et plus prévisible, et permet ainsi de donner de la visibilité au programme d'investissements sur la construction de futures centrales nucléaires.**

3. L'évolution du TURPE 7⁽²⁾ contribuera-t-il réellement aux investissements futurs d'ENEDIS et de RTE ?

Pendant près de quatre ans, les recettes n'ont pas suffi à couvrir les charges du distributeur principal français Enedis et du transporteur national, RTE. Ainsi, le montant dû, via le CRCP (Compte de Régularisation des Charges et Produits), s'élève-t-il à 2,3 milliards d'euros pour Enedis et 523 millions d'euros pour RTE. Ce déficit sera remboursé grâce à une évolution exceptionnelle du TURPE 6, dès février prochain.

Parallèlement, le TURPE 7 couvrira la période 2025-2028, avec une entrée en vigueur anticipée au 1^{er} février 2025 (au lieu d'août prochain) afin de couvrir les besoins critiques dès le début de l'année 2025. En effet, l'inflation élevée en 2023-2024 a entraîné une hausse des coûts de matériel et des investissements dans les infrastructures. De plus, les gestionnaires de réseau (Enedis, RTE) ont besoin d'un ajustement plus rapide des tarifs pour compenser ces hausses de dépenses, en raison des différentes tempêtes précédemment évoquées.

Ces actualisations sont d'autant plus essentielles que le TURPE représente environ 90 % des revenus des opérateurs de distribution et de transport. Il est crucial pour le Groupe EDF de mieux négocier cette tarification pour tenir ses charges d'investissement dans le réseau et sa charge d'effectif sans casse sociale.

4. Des dépenses à venir considérables pour le réseau

En février prochain, RTE dévoilera ses priorités pour son schéma décennal de développement du réseau, qui s'étendra jusqu'en 2040. Les 100 milliards d'euros annoncés seront ainsi utilisés pour répondre aux impératifs de la transition énergétique, avec un focus sur l'adaptation du réseau aux nouvelles exigences. En parallèle, Enedis prévoit une trajectoire d'investissement de 96 milliards d'euros entre 2022 et 2040, principalement pour le raccordement des ENR.

Le système électrique vieillissant doit se réinventer. En effet, depuis 2022, dans 35 % des cas, l'électricité produite ne suit plus le schéma traditionnel d'acheminement centralisé, qui repose sur un triptyque : production, transport, puis distribution au client final. Avec l'essor d'une production de plus en plus décentralisée, le flux s'inverse. La multiplication des sources d'énergie, qu'il s'agisse de l'autoconsommation ou des petites fermes éoliennes et photovoltaïques, permet désormais de diriger davantage l'électricité d'Enedis vers RTE. Cette situation provoque des déséquilibres dans la distribution. Cette évolution pose des défis physiques importants, dont l'un a été particulièrement notable en juillet dernier, avec un risque de black-out, heureusement corrigé par RTE in extremis.

Tout ceci pourrait avoir un impact non négligeable sur les OPEX (dépenses opérationnelles) sur les frais de personnel (augmentation salariale moindre, primes à la baisse...)



5. Fin du contrat avec Gazprom et ses conséquences inattendues

Depuis le 1^{er} janvier 2025, le contrat d'approvisionnement en gaz entre l'Europe et la Russie, dit «Gazprom», a pris fin. En conséquence, pour pallier la fin de ce dernier, l'Europe a mis en place un plan intitulé RePowerEU. Celui-ci vise à réduire la dépendance énergétique de l'Europe vis-à-vis de la Russie et à accélérer le développement des énergies renouvelables (ENR) dans cette optique. **Ce plan a eu des effets inattendus comme celui de l'apparition pérenne des prix négatifs dans l'électricité⁽³⁾.**

Par ailleurs, le plan RePowerEU, en faveur des ENR, a failli dans sa finalité dans sa volonté de retrouver une souveraineté et une indépendance énergétique européenne. En effet, avec ce plan, l'Europe pourrait troquer une dépendance par rapport à une autre : le gaz russe remplacé par du **gaz naturel liquéfié (GNL) américain, avec, cerise sur le gâteau, un risque probable de voir, à terme, les prix de ce GNL augmenter** si des droits de douane venaient à s'ajouter dessus. Mais, pour l'instant, la baisse de la demande en Asie et les stocks importants de gaz nous sauvent, et maintiennent les prix du gaz bas, mais pour combien de temps encore. En effet, cette situation pourrait évoluer rapidement au regard de la géopolitique actuelle.

6. Une Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE3 pour 2025-2030, 2031-2035) à risque?

Tout d'abord, nous nous devons de vous signaler un élément positif pour notre Groupe dans cette PPE 3 : **celle-ci ne prévoit plus la fermeture de 14 réacteurs nucléaires en France. Toutefois, le développement intense des panneaux photovoltaïques prévu dans ce document pose question sur la flexibilité du système électrique. Déjà, l'année 2024 a été marquée par un excès de production d'électricité par rapport à la demande, en raison d'un trop grand nombre d'ENR en fonctionnement.** Les pics d'électricité verte ont ainsi battu des records, pour atteindre, au 23 août dernier, près de 308 heures de prix négatifs, dépassant ainsi les 147 heures de 2023. Cette abondance d'énergie perturbe un réseau et une tarification qui ne sont pas encore adaptés à ces nouvelles réalités. Pour EDF, les conséquences peuvent être très graves, car elles génèrent des pertes de revenus, remettent en question la rentabilité de la production nucléaire, provoquent des coûts supplémentaires de maintenance des centrales et réduisent d'autant les investissements afférents.

De surcroît, **le phénomène de l'intermittence, lié aux ENR, génère des fluctuations importantes à la hausse de l'offre d'électricité.** Or, pour rééquilibrer l'offre et la demande, il est donc nécessaire de rendre le système électrique plus flexible. Ainsi, la production d'électricité nucléaire doit-elle pouvoir augmenter ou diminuer rapidement selon les besoins. En conséquence, le parc nucléaire se retrouve fortement mis à contribution et doit «moduler» de plus en plus sa production au détriment du bon fonctionnement de nos centrales nucléaires. Mais, malgré cette modulation, il n'est pas sûr que cela soit suffisant pour pallier l'arrivée massive des ENR sur le réseau.

La solution serait donc de trouver de nouvelles flexibilités en soutien au nucléaire. Cela pourrait passer, par exemple, par des technologies comme le stockage de l'électricité (batteries géantes) et les réseaux intelligents (smart grids), capables de mieux gérer l'énergie en fonction des besoins. Cependant, ces dernières alternatives technologiques pourraient s'avérer insuffisantes sans une véritable réforme de la structure tarifaire et du marché de l'électricité. De plus, nous ne sommes pas à l'abri de voir le risque s'aggraver si des flexibilités supplémentaires ne sont pas développées suffisamment rapidement. En effet, la PPE3 prévoit 100 GW de capacités ENR en 2035, ce qui posera des difficultés au système électrique français et accentuera le phénomène des prix négatifs. Déjà, l'intermittence des ENR provoque une modulation de moins de 1 TWh/an depuis 2012 et au cours des années 2020. Cette dernière pourrait augmenter à 15 TWh/an d'ici 2035, selon RTE (Bilan prévisionnel 2023-2035 publié par RTE en septembre 2023). Il est donc vraiment urgent soit d'adapter les infrastructures et la gestion du réseau pour garantir la stabilité du système face à un développement accru des ENR, soit de réviser les objectifs de la PPE pour que cela ne se fasse pas au détriment du groupe EDF.



7. Hydraulique : une urgence pour 2025

Au moment où nous cherchons à retrouver de la flexibilité sur le réseau, l'hydroélectricité est une solution indispensable. Or, le conflit qui perdure depuis 15 ans entre Bruxelles et EDF devrait trouver une issue cette année, en tout cas nous l'espérons. Pour rappel, ce conflit porte sur la régulation des concessions hydroélectriques, en particulier sur les conditions de leur renouvellement et sur le traitement de l'hydroélectricité dans la législation européenne. En résumé, Bruxelles demande la mise en concurrence des concessions françaises, tandis que notre entreprise défend la nécessité de conserver un statut particulier pour ces installations, afin de les garder. Les discussions ont repris, et ce malgré le chaos politique en France, et elles avancent au vu de l'urgence des concessions arrivant à échéance. Pour mémoire, près de 61 concessions sur plus de 340, gérées par EDF, seront échues à la fin de cette année. La solution la plus appropriée serait de **faire reconnaître l'hydraulique comme une exception dans la directive européenne sur les concessions, comme le défend activement EDF auprès des commissaires européens. Espérons que la Commission européenne se rangera à cette idée.**

Pourquoi EDF n'investit-elle pas dans l'hydraulique ?

L'absence de cadre juridique clair et la pression de la Commission européenne sur la mise en concurrence des concessions limitent les capacités d'EDF à investir de manière durable dans l'hydroélectricité. Le manque de visibilité sur les futures concessions freine les projets d'investissement, car EDF n'a pas la garantie de conserver ses actifs ou de les renouveler dans des conditions financières favorables.

**Pour vous-même ainsi que pour vos proches,
je vous présente mes meilleurs vœux de bonheur et de santé.**

Très belle année 2025!

¹ Le **TRVE** (Tarif Réglementé de Vente d'Électricité) est un tarif appliqué aux consommateurs d'électricité en France, qui est fixé par les pouvoirs publics. Il s'agit du prix auquel les fournisseurs d'électricité doivent vendre l'énergie aux particuliers, aux petites et moyennes entreprises, et à certains clients professionnels, lorsqu'ils choisissent de rester sous ce tarif plutôt que de souscrire à une offre de marché (où les prix sont fixés librement). EDF est la seule entreprise à gérer ce tarif historique, ce qui représente une manne de 25 millions de foyers, soit 60 % des consommateurs français d'électricité.

² Le **TURPE** (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) est un tarif réglementé qui correspond aux coûts liés à l'acheminement de l'électricité depuis les producteurs jusqu'aux consommateurs finaux. Il s'agit des frais que les fournisseurs d'électricité payent pour utiliser les réseaux de transport (RTE – Réseau de Transport d'Électricité) et de distribution (Enedis, principalement) pour livrer l'électricité. Le **TURPE** est un tarif payé par tous les consommateurs d'électricité pour couvrir les coûts de transport et de distribution de l'électricité, en permettant aux gestionnaires des réseaux de maintenir et d'améliorer les infrastructures nécessaires à l'acheminement de l'énergie. Il est la composante essentielle de la rémunération d'Enedis et de RTE.

³ Lorsque l'électricité verte (éolienne ou solaire) est produite en trop grande quantité, et que le réseau ne peut pas tout absorber, les prix de l'électricité deviennent parfois négatifs. Ainsi, l'offre excède la demande. De plus, les producteurs doivent écouler leur production à tout prix et doivent même payer pour que leur énergie soit utilisée! Cela se produit surtout lors des journées très ensoleillées ou venteuses, où les ENR produisent à plein.