

EDF et l'Europe : un modèle qui dérange

Jean-Pierre Pervès

Depuis une vingtaine d'années, EDF et sa production d'électricité décarbonée ont été l'objet d'attaques incessantes de l'Europe, sous l'impulsion d'une brochette de pays antinucléaires¹, très bien représentés au sein de la commission européenne. Comment pouvaient-ils accepter l'avantage que procurait à la France son mix électrique ?

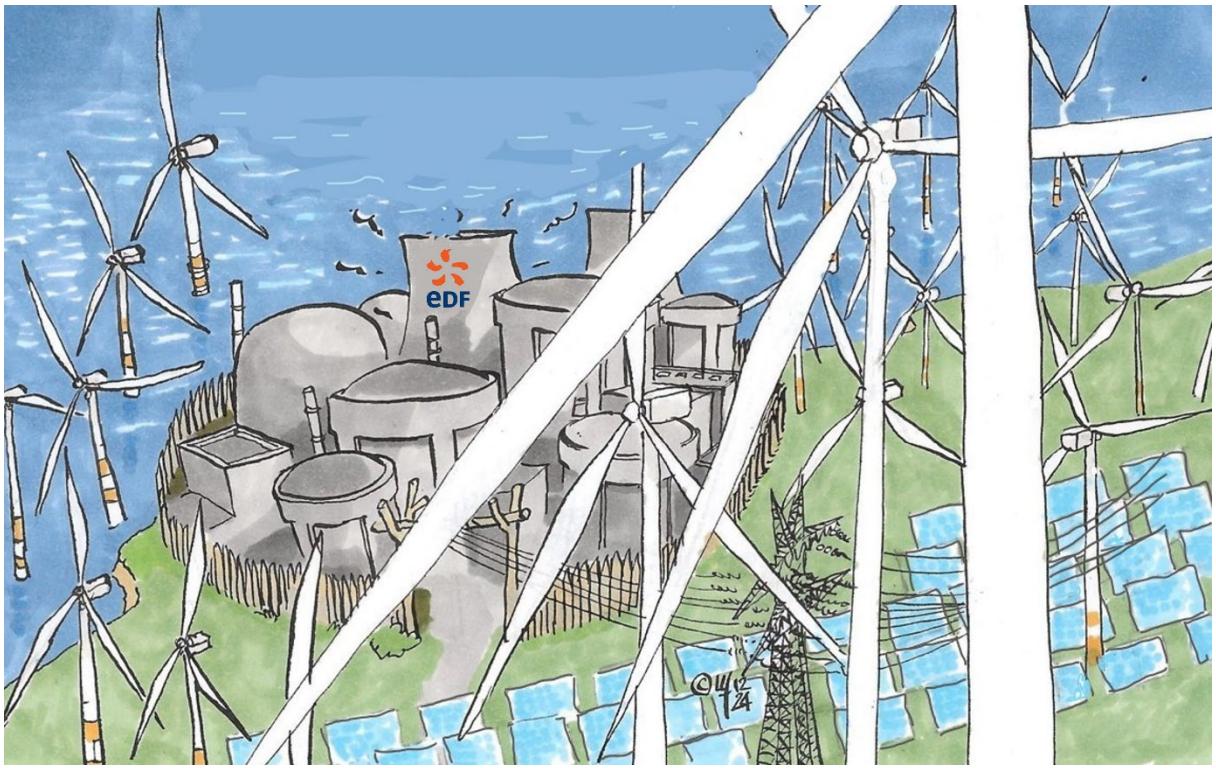
Dans l'article qui suit, « **EDF : un modèle qui dérange** », notre ami Jean-Pierre Riou s'excuse de nous présenter des chiffres fastidieux, mais PNC-France a jugé intéressant de contribuer à la diffusion d'une analyse, parfois tranchante, mais très bien référencée. Nous ne pouvons que recommander le site de Jean-Pierre Riou, très régulièrement alimenté (<https://lemonchampot.blogspot.com>).

Cette analyse conduit à rappeler quelques points essentiels :

- La Commission européenne, toujours agrippée à son objectif « tout renouvelable » (malgré les regrets exprimés très récemment par le Chancelier allemand d'avoir arrêté leurs derniers réacteurs nucléaires), s'est attachée à déresponsabiliser les États-membres vis-à-vis de leurs politiques énergétiques, souvent très divergentes. Pourtant, le Traité de Lisbonne confie à chaque État-membre la responsabilité du choix de la technologie qu'il veut retenir pour la production d'électricité. Chaque État se trouve donc ainsi responsable des conséquences des choix qu'il a lui-même effectués, et donc responsable de la gestion de ses sous ou surcapacités et du backup indispensable. Dès lors, pourquoi l'Europe voudrait-elle imposer aux pays voisins les inconvénients de ces excès et les contraindre à accepter les conséquences économiques négatives de choix malheureux auxquels ils sont étrangers ?
- Cet état de fait conduit maintenant la Commission européenne, avec sa proposition monstrueuse de « Paquet réseaux » (1200 milliards d'€ semble être une paille pour nos Commissaires européens !), à graver cette dérive dans le marbre : selon eux, les surproductions solaire et éolienne doivent être libres de batifoler dans le réseau européen, payées pour produire comme pour ne pas produire, sans responsabilités. Les moyens dont la production est pilotable et qui garantissent l'équilibre et sa régularité de production à chaque instant de l'année, comme le nucléaire et l'hydroélectricité, doivent s'effacer sans la moindre compensation.
- Les prix, comme le montre très clairement l'article joint, ne signifient plus rien. Comment accepter que le prix de vente aux familles soit 4 à 5 fois le coût de production de l'électricité, prix auquel il faudrait ajouter les subventions généreusement attribuées et payées par ailleurs (près de 10 milliards d'€ en France cette année) ? Et on nous parle de productions gratuites !
- Derrière ce qui est de plus en plus une mascarade, se cache un détournement de langage : après avoir ferraillé pendant des décennies contre la notion de neutralité technologique, l'Europe en reconnaît enfin la pertinence mais, mais, mais... quand comprendra-t-elle que la neutralité implique que le service rendu soit le même, et qu'il soit évalué et apprécié selon ce même critère ? Faudra-t-il encore attendre 20 ans ?

A lire et enregistrer !

¹ Allemagne, Danemark, Espagne, Autriche, Luxembourg en particulier



EDF : un modèle qui dérange

Jean Pierre Riou

Depuis la séparation entre EDF SA et EDF Renouvelables, les Bilans d'EDF SA ne font plus état que de la production des centrales conventionnelles et pilotables. Il s'avère que cette production, qui suffirait à elle seule à satisfaire les besoins de la consommation quasiment chaque année depuis 1995, est bien plus décarbonée que la totalité du mix français malgré ses milliers d'éoliennes et de panneaux solaires.

Les chiffres qui vont suivre sont fastidieux. Chacun d'eux doit pourtant être lu attentivement pour comprendre la portée de l'analyse de l'évolution depuis 1980 du mix électrique d'EDF, aujourd'hui confronté aux injonctions de Bruxelles. Contrairement à la multiplication d'hypothétiques scénarios dont les coûts d'intégration se chiffrent en centaines de milliards, ces chiffres mettent en lumière les prouesses concrètement réalisées par notre fleuron national, entièrement financées par la vente d'une électricité dont le monde nous enviait pourtant le prix.

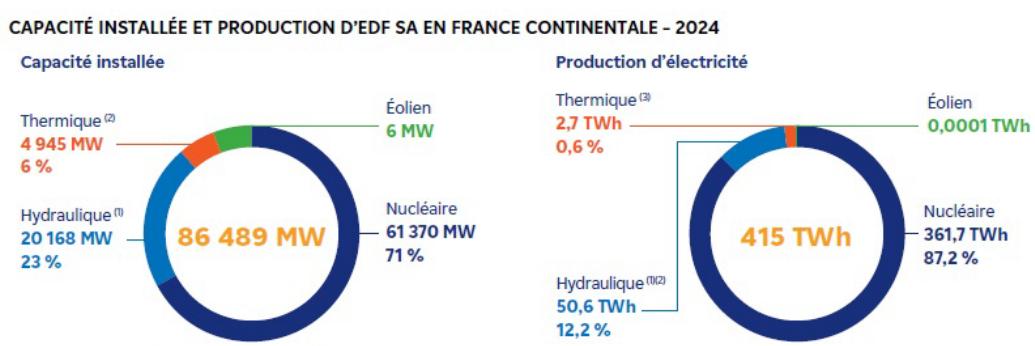
Cette analyse sera mise en parallèle avec les coups qui lui sont portés, [depuis février 2000](#), par Bruxelles dont l'obsession semble être de nous priver de l'avantage compétitif qu'EDF nous confère sur nos voisins.

1^{ère} partie EDF : un mix modèle, 99% bas carbone

EDF vient de publier le [bilan de son activité 2024](#) en France. L'entreprise met en avant la proportion de **99% de production bas carbone, sans recours au renouvelable intermittent**



Ce bilan est précisé dans son [document d'enregistrement universel 2024](#) qui renseigne les conditions de son activité pour chacune des 20 dernières années¹.



Exprimé en Mégawatts de puissance maximale couplée au réseau.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 439 MW en 2024, y compris énergie marine : 240 MW.

(2) Hors Corse et outre-mer, soit 1 320 en 2024.

(1) Hors Corse et outre-mer, soit 1,1 en 2024.

(2) Production pompage comprise.

(3) Hors Corse et outre-mer, soit 3,8 en 2024.

NB : les valeurs sont arrondies.

(1) Certaines incohérences apparentes sont expliquées en bas de page.

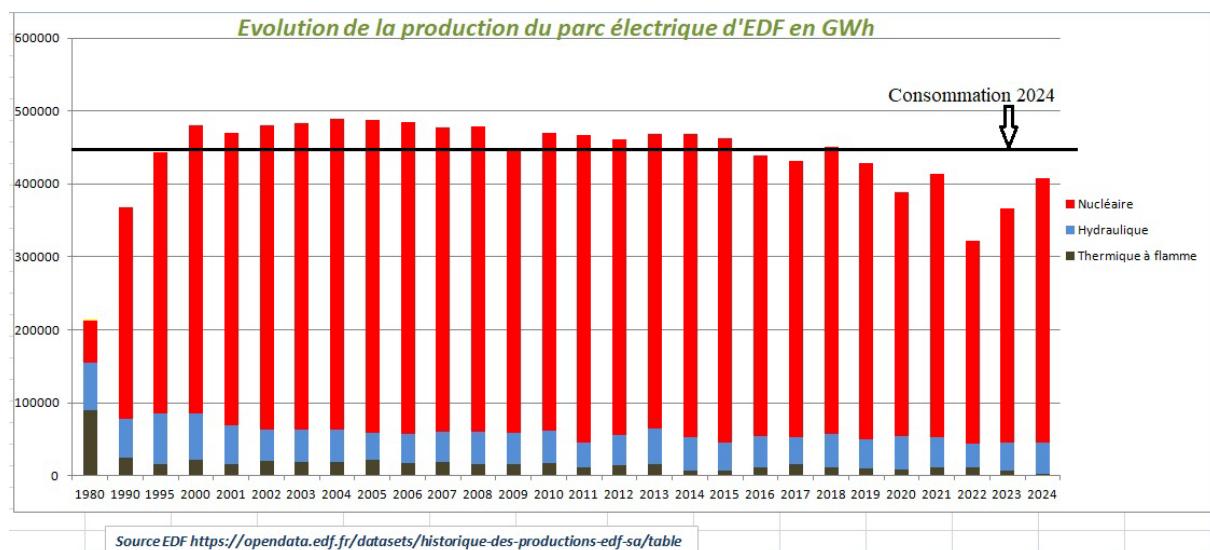
L'indication de 0,0001 TWh éolien avec 6 MW installés, soit la puissance de 2 éoliennes modernes, interpelle dans la mesure où les énergies renouvelables intermittentes sont exploitées par une filiale distincte d'EDF : « EDF Renouvelables » qui fait état de ses 2059 MW éoliens installés en France en 2024 dans ses [publications](#).

Cette production d'EDF, intégralement pilotable est restée insuffisante pour satisfaire les 442,2 TWh de la consommation brute 2024, notamment en raison de l'engagement électoral de fermer les 2 réacteurs de Fessenheim en 2020, pourtant considérés « *favorablement par rapport à la moyenne nationale dans les domaines de la sûreté et de l'environnement* » [par l'ASN](#).

EDF en chiffres

EDF a également publié les [chiffres de ses propres productions depuis 1948](#), lesquelles ne concernent que le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme.

Ces chiffres ont été retranscrits dans l'illustration personnelle reproduite ci-dessous avec le repère horizontal des 450 TWh qui représente grossièrement la consommation 2024.



Cette illustration montre la montée en puissance du parc nucléaire, qui n'a atteint sa pleine capacité qu'en 2002, en répondant en 15 ans à l'explosion de la consommation depuis 1980 quand le thermique fossile représentait 42,5% du mix. Ce dernier a été réduit dans le même temps à moins de 5% annuellement depuis 1995. Sans le moindre panneau solaire et... avec 0,0001% d'éolien.

Malgré une production hydraulique amputée par Bruxelles

Il est important de noter que les ressources hydrauliques sont également exploitées par la Compagnie nationale du Rhône ([CNR](#)) et la société hydroélectrique du midi ([SHEM](#)) qui ont retrouvé leur statut d'avant-guerre de producteur indépendant depuis loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, entraînant ainsi la séparation comptable de ces entreprises. Et qu'avec un parc hydraulique de 3106 MW, la CNR produit actuellement 25% de l'électricité hydraulique française. En 2005, le groupe Suez rachetait 40% de la CNR et 59,63% de la SHEM en 2006, le groupe produisant alors 35% de l'électricité hydraulique en France, [selon Le Monde](#).

Ce qui explique le chiffre EDF, avec seulement 42,942 TWh hydraulique en 2024 sur les 75,1TWh produits en France. On démontre ainsi qu'avec ces 32,2 TWh supplémentaires, qui

faisaient partie du périmètre d'EDF avant 2000, quasiment chaque année la seule production d'EDF aurait suffi à satisfaire toute la consommation, avec une intensité carbone encore inférieure.

Il est également important de constater que l'explosion de la consommation annoncée depuis des années ne correspond pas à la réduction régulière constatée depuis 15 ans. Et ceci malgré l'étonnante occultation de l'impact de la réduction de consommation d'une [vingtaine de TWh/an supplémentaires supprimés](#), quand l'usine d'enrichissement de l'uranium Georges Besse 1 (diffusion gazeuse) a été remplacée par l'usine Georges Besse 2 (ultracentrifugation).

La concurrence

La production d'EDF est complétée par la montée en puissance de la concurrence, notamment depuis le 1 juillet 2007, qui achève la [libéralisation du marché](#) en autorisant le fournisseur alternatif à livrer directement son électricité aux particuliers. La concurrence s'y est engouffrée avec notamment Engie, TotalEnergies, le Suédois Vattenfall ou GazelEnergie, filiale du groupe EPH du [milliardaire tchèque Daniel Kretinsky](#), qui [verdit son image](#) en investissant dans les renouvelables et le gaz après avoir fait fortune avec le charbon.

C'est ainsi que le [bilan RTE 2024](#) fait état d'une production globale bien supérieure, comportant notamment 150 TWh d'électricité renouvelable, production qui reste cependant carbonée en atteignant pour la 1^{ère} fois 95% en 2024.

La production renouvelable a atteint **un record de 150,0 TWh**, soit 27,8 % de la production totale.

La production d'électricité d'origine fossile a connu **son niveau le plus faible depuis le début des années 1950 (20,0 TWh)**, soit un niveau inférieur – pour la première fois – à la production solaire (24,8 TWh). Les centrales à gaz ont été très peu sollicitées (production de 17,4 TWh en 2024, contre 29,2 TWh en 2023) et la production des centrales à charbon (0,7 TWh) et au fioul (1,8 TWh) est restée très faible.

La production bas-carbone (nucléaire et renouvelable) a atteint pour la première fois le seuil de **95 % de l'électricité produite en France**. La croissance de la production renouvelable se fait dans une logique essentiellement additive par rapport à la production nucléaire : elles contribuent conjointement à la décarbonation de la production d'électricité française et européenne et à l'accroissement des exports français vers les pays voisins, qui se sont établis au **niveau record de 89 TWh**.

EDF SA aura donc produit 415 TWh sur les 539 TWh 2024. Les 124 TWh restant produits par la concurrence sont ainsi composés de 107,1 TWh renouvelables (150 TWh moins les 42,9 TWh hydrauliques d'EDF SA) et de 17,35 TWh thermiques (20 TWh moins les 2,65 TWh thermiques d'EDF SA).

La concurrence d'EDF SA aura ainsi produit 17,35 TWh fossiles et 107,1 TWh renouvelables.

Soit une électricité 86,1% bas carbone pour 124,45 TWh, dont la totalité de la production éolienne et solaire française, pour compléter une production 99% bas carbone d'EDF SA sans productions éolienne et solaire.

Le refoulement à perte des surplus

La France, qui était déjà [1^{er} exportateur mondial](#) quasiment chaque année depuis au moins 1990 (27 fois en 35 ans), surclasse désormais tous ses concurrents, avec 89 TWh en 2014 contre 33 TWh pour la Suède et plus encore, avec 92 TWh en 2025. Selon les [douanes françaises](#), ces exportations sont vendues au prix moyen de 66,19€/MWh ces 12 derniers mois, soit à perte, à un prix inférieur au prix unitaire moyen des énergies renouvelables soutenues financièrement en 2025 qui est de 85,62 €/MWh selon la [Commission de régulation de l'énergie \(CRE\)](#). Les contrats à terme pour une livraison en 2027 sont négociés en France ce 12 janvier au prix [50,31€/MWh](#).

Partie 2 - EDF qui dérange

En mai 2007, [Marcel Boiteux expliquait](#), dans [Futuribles](#) :

« En théorie économique, l'électricité cumule pratiquement toutes les exceptions aux heureux effets de l'économie de marché. D'où suit qu'on peut militer avec conviction pour la régulation par le marché, et en exclure l'électricité. »

Mais l'avantage compétitif conféré par la réussite du quasi-monopole d'EDF a été la cible d'attaques virulentes de la Commission européenne, au nom de l'ouverture de ce marché, sur fond de perquisition pour soupçon d'aide d'Etat et de procédures à son encontre. La chronique de cette descente aux enfers est relatée dans EDF [l'exécution d'une géant](#).

Les règles du jeu de notre souveraineté énergétique ont alors été imposées par Bruxelles, là où historiquement devait pourtant s'exprimer la puissance régaliennes (principe de subsidiarité en termes d'énergie définit dans le traité de Lisbonne).

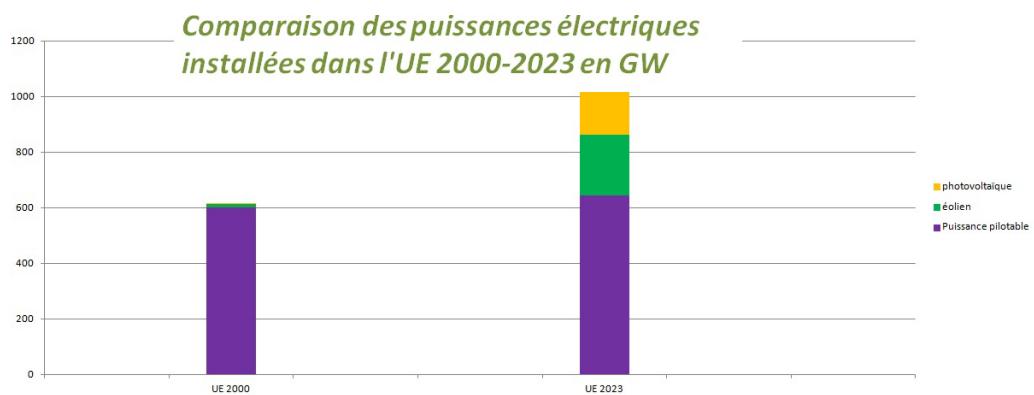
L'échec du modèle allemand

L'objet prétendu de cette politique était de se passer du nucléaire, en décarbonant le mix électrique grâce aux énergies renouvelables intermittentes (EnRi) que sont éolien et solaire, tout en maîtrisant les prix grâce à la gratuité du vent et du soleil.

Les surcoûts ont largement dépassé tout ce qui était envisagé en raison de fragilisation continue du système électrique malgré les centaines de milliards destinées à y remédier. Les conséquences économiques se sont avérées inacceptables, notamment en l'Allemagne.

Cet échec a amené l'ensemble de la planète à convenir aujourd'hui du caractère incontournable du nucléaire, que ce soit en [Norvège](#), au [Japon](#) pourtant victime du tsunami, en [Pologne](#), ou même au [Danemark](#), et en [Allemagne](#) qui comprend enfin l'intérêt du recours à l'atome pour préserver sa compétitivité.

Au lieu de d'écouter l'avertissement de A.C. Lacoste, Président de l'Autorité de sûreté nucléaire française, qui rappelait en 2007 la nécessité de disposer d'une puissance pilotable résiliente, l'Europe s'est lancée dans le développement exponentiel des capacités intermittentes sans pouvoir fermer pour autant, à consommation pourtant égale, le moindre MW pilotable installé ainsi que le montrent les [chiffres Eurostat illustrés ci-dessous](#) (la France, pour sa part s'est dangereusement séparée de 12 GW pilotables depuis 2012, sans compenser cette fragilisation par un backup suffisant des productions pilotables)



L'intérêt de ce doublon intermittent peut se comprendre pour l'Allemagne, malgré la nécessité de faire plus que doubler sa puissance totale, [de 115,7 GW en 2002 à 271,9 GW en 2026](#), pour se passer des [23,6 GW nucléaires de 2002](#), afin de réduire le facteur de charge du fossile et ses émissions de CO₂. Les épisodes de prix négatifs en Europe ([573 heures en 2025](#)) résultent de ses surplus aléatoires, comme de ceux de l'Espagne et du Danemark, et à fragiliser son réseau électrique. L'approvisionnement allemand est de plus devenu importateur net d'électricité. Sa vulnérabilité aux épisodes sans vent ni soleil est à l'origine du besoin, exprimé par le gouvernement allemand, d'un [besoin de 20 GW](#) de centrales gaz supplémentaires, l'UE ayant donné son accord pour [12 GW](#).

Un record mondial de la vente à perte

La surcapacité de production aléatoire française contribue elle-même à cette explosion des heures à prix négatifs ([513 heures en 2025](#)), avec de plus un nombre équivalent d'heures de prix positifs inférieurs à un euro. Cette situation a placé la France, qui était déjà le plus gros exportateur mondial d'électricité quasiment chaque année depuis 1990, loin devant ses concurrents avec 89 TWh de solde net d'exportation en 2024 et 91,9 TWh en 2025, quand la Suède, en 2^{ème} position, ne dépassait pas 33 TWh.

L'article « [Le véritable coût des énergies renouvelables](#) » présente le prix moyen de 168,86 €/MWh perçu par les exploitants d'EnR, pour une production de 81 TWh (source CRE). Les 13,6 Md€ que ces 81 TWh d'EnR auront ainsi coûté au consommateur français doivent être mis en regard des 4,8 Md€ de leur contribution théorique à cet excédent : la différence, soit un [surcoût de 8,8 Md€ pour les consommateurs français sert à décarboner les mix électriques de nos voisins avec nos EnR, comme l'a justement remarqué RTE dans son bilan 2025.](#)

L'écart est encore plus flagrant quand on compare ce prix moyen de 168,86 €/MWh, perçu par les exploitants d'EnR, aux [49,34 €/MWh](#) de la vente de contrats à terme négociés en France ce 6 février 2026 pour une livraison en 2027.

EDF peut trouver de l'intérêt à arrêter ses réacteurs quand le marché est très bas, et à économiser du combustible pour des jours meilleurs, mais le modèle économique du nucléaire ne le prédispose pas à jouer les intermittents d'un spectacle qui lui échappe, et les productions des productions intermittentes sont alors payées par tous les français.

Cette surcapacité semble durable à moyen terme. En effet, l'explosion annoncée de la consommation, pour répondre aux besoins de l'électrification des usages, ne se confirme pas depuis 2010. Plus grave, l'ampleur de sa diminution est masquée par la [correction des chiffres historiques de RTE](#). Cette réduction, permise par l'amélioration de l'efficacité énergétique ainsi que par les économies d'énergie, notamment imposées par l'augmentation des factures d'électricité qui a frappé l'industrie et les PME. Or la responsabilité des EnR sur l'augmentation du prix de l'électricité résulte du coût de leur backup (moyen destiné à pallier leur variabilité), ainsi que de celui de l'extension et de la restructuration du réseau lié à l'extrême dispersion des capacités. La désindustrialisation de l'Allemagne par exemple est amplifiée par les prix de l'électricité, avec de [nombreuses réductions d'activité et délocalisations](#), qui ne font que brider consommation. C'est tout aussi vrai en France .

La fragilisation

Son coût

L'augmentation des productions disséminées d'EnR a engendré un besoin de centaines de milliards d'euros pour inverser le sens de distribution du réseau et la dissémination des moyens de production. Désormais il ne s'agit plus, en effet, d'acheminer la quantité d'électricité nécessaire vers le consommateur, mais de [faire remonter les records des EnR](#) vers le réseau

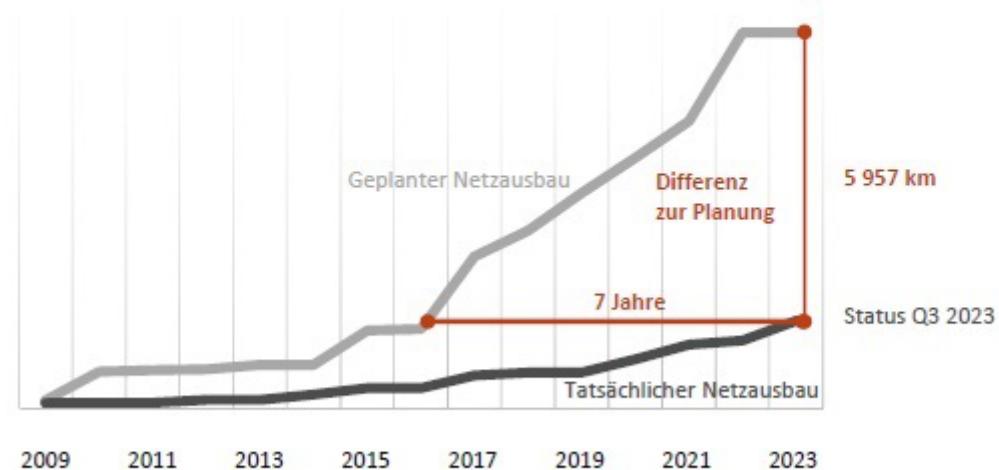
de transport pour les refouler toujours plus loin. Là encore, l'Allemagne se distingue par un retard croissant de réalisation de ces investissements, malgré les sommes déjà consenties.

La Cour des comptes fédérale allemande a publié un [rapport](#) sur l'Energiewende en mars 2024 dans lequel elle constatait que les besoins de développement du réseau progressent plus vite que les investissements qui lui sont consacrés (avec un déficit croissant, chiffré à 6000 km de lignes de transport pour 2023).

Abbildung 5

Ziele für Netzausbau weit verfehlt

Ende September 2023 lag der Ausbau der Übertragungsnetze sieben Jahre und 6 000 km hinter dem Zeitplan.



Grafik: Bundesrechnungshof. Quelle: BNetzA: Monitoringbericht 2010, Netzausbaumonitoring 2013 – 2023.

Les objectifs d'expansion du réseau n'ont pas été atteints, et de loin !

Le rapport précise « *Les coûts d'expansion du réseau à l'avenir seront nettement plus élevés qu'auparavant. Selon les premières estimations de l'Agence fédérale des réseaux, les coûts liés à l'extension du réseau pour la période 2024 à 2045 s'élèvent à plus de 460 milliards d'euros. De nouvelles augmentations de coûts sont à prévoir.*

 »

L'Allemagne, qui n'arrive pas à transporter son électricité depuis ses éoliennes de la mer du nord jusqu'à son industrie de Bavière et du Bade-Wurtemberg, envahit les réseaux de ses voisins, dont les réseaux français qu'elle fragilise [sans payer le prix du transport](#). On comprend que l'Allemagne s'oppose de toutes ses forces aux décisions de l'UE visant à morceler les zones d'enchère allemandes pour faire cesser ces flux de boucle qui [violent le règlement européen](#).

Ses limites

Par-delà cette fragilisation, qui progresse plus vite que les moyens destinés à y remédier, le principe même d'une augmentation de la part d'intermittence repose sur des hypothèses de stabilité dont la faisabilité n'a jamais été éprouvée. Johnson & al ont publié une étude sur [l'inertie du réseau texan ERCOT](#) en 2019, dans laquelle ils exposent la grande supériorité du nucléaire pour conférer de l'énergie cinétique au réseau, en rappelant l'absence totale de contribution de l'éolien et du solaire à cette « inertie rotationnelle ». L'étude constate que « Les

pénétrations des énergies renouvelables testées dans cette analyse (jusqu'à 30 % de la demande énergétique annuelle) correspondent aux niveaux les plus élevés considérés par ERCOT dans ses projections à long terme, mais elles sont inférieures aux pénétrations des énergies renouvelables déjà déployées dans toute l'Europe ». L'explication de la raison en est édifiante : « **De nombreux pays européens sont connectés aux réseaux voisins, qui offrent une grande inertie de la production thermique (par exemple, le nucléaire en France et le charbon en Allemagne ou Pologne)** ». C'est ainsi que lors de chaque surproduction éolienne en Allemagne et dans le nord de l'Europe, le nucléaire français reste désormais seul pour conférer cette inertie rotationnelle au réseau européen. Lors du blackout qui a frappé la péninsule ibérique le 28 avril 2025, des voix s'étaient élevées, ce qui est scandaleux, pour accuser la France de n'avoir pas assez développé ses interconnexions transfrontalières, ces « Câbles anti-blackouts », qui auraient pu protéger la péninsule ibérique pourtant seule responsable du déséquilibre de son mix électrique.

Le gestionnaire du réseau européen Entsoe s'inquiète depuis des années de l'identification d'un risque de blackout à l'échelle continentale en raison de la baisse de cette inertie, jusqu'alors permise par les énormes masses en rotation synchrone à 50 Hz des capacités conventionnelles. RTE, qui prépare l'avenir en espérant pouvoir s'en passer, écrit : « *La capacité du réseau à revenir à un état stable après un incident est un élément clé de l'exploitation ; l'arrivée de nouveaux composants connectés au réseau via de l'électronique de puissance (photovoltaïque, éolien ou encore lignes à courant-continu) va nécessiter d'un côté la mise en place de dispositifs nouveaux sur le réseau et, de l'autre côté, l'évolution des outils de simulation permettant de s'assurer de leur efficacité. L'équipe R&D développe les outils permettant de qualifier cette stabilité et de tester, via des démonstrateurs sur site, les solutions envisagées, comme le « grid forming ». Nous avons réussi à démontrer la faisabilité théorique d'une telle adaptation, après des tests en laboratoire concluants, les équipes de R&D vont commencer des tests à l'échelle industrielle* ». Il ne reste qu'à passer du théorique à l'industriel !

Le propos n'est pas de nier cette faisabilité d'une augmentation de la part d'EnR à l'échelle de l'UE, mais de relever que les outils de simulation doivent encore évoluer ne serait-ce que pour connaître l'efficacité théorique des solutions envisagées, et que cette faisabilité reste à être confirmée à l'échelle industrielle. Impasse technologique ? Dérive des coûts ? Qui sait ?

La désintégration d'EDF

Lors de son audition devant la Commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France l'ancien patron d'EDF, Henri Proglio a déclaré « Depuis trente ans, l'obsession allemande est la désintégration d'EDF ; ils ont réussi ! » et décrit les « *capacités d'influence, des lobbyings de l'Allemagne, qui ont réussi, au travers de l'autorité bruxelloise.* »

Le développement des interconnexions bouleverse les marchés nationaux. Le coût des surproductions aléatoires et leur impact sur l'effondrement des prix est mutualisé, alors que quelques pays, l'Allemagne en particulier, en sont responsables. La faiblesse de ces productions aléatoires bouscule aussi le marché : c'est la raison de la colère de la Suède et de la Norvège qui ont menacé de se déconnecter de ce système « absolument merdique » (“It's an absolutely shit situation.”) selon les termes crus du ministre norvégien, rapportés par le spécialiste de l'énergie « Oil Price ». Il explique en effet que les interconnexions ont permis à l'Allemagne et au Danemark, qui subissaient une même panne de vent, de « siphonner » la production des réservoirs hydrauliques norvégiens qui étaient alors pleins, avant de contaminer le marché norvégien de l'électricité, une fois ces réservoirs vidés, avec un prix spot catastrophique de 898 €/MWh à 17 heures, alors que le pays ne connaissait même pas de vague de froid. La ministre suédoise de l'énergie Ebba Busch a vigoureusement dénoncé le

même phénomène en déclarant à la chaîne suédoise SVT « [Je suis furieuse contre les Allemands](#) »

Bruxelles tente désormais de prendre en main le développement des interconnexions à marche forcée avec sa proposition de « paquet réseaux transfrontaliers ». [Selon la Tribune](#), Paris freine des 4 fers. Mais ce grand marché libéralisé promet des montagnes russes de plus en plus vertigineuses sur le cours du MWh avec la dépendance grandissante aux caprices du vent et du soleil. Pour rappel, si EDF peut s'adapter aux périodes de prix cassés, lors des records de production des EnRi, en arrêtant ses réacteurs, il ne faut pas en ignorer les surcoûts pour les français, puisque c'est lui qui soutient financièrement les intermittentes, ni pour EDF qui devra, lui aussi, faire appel à l'argent public s'il veut développer son parc nucléaire. Et, il ne faut pas oublier le rôle des turbines à gaz, qui sont mobilisées et émettent des gaz à effet de serre.

La cerise sur le gâteau

L'Allemagne [viendrait d'obtenir une dérogation](#) de Bruxelles l'autorisant à financer une baisse du coût du kWh pour son industrie et à engager la construction de 12 GW de centrales à gaz. Faut-il rappeler que les finances d'EDF ont été plombées par l'Arenh, au prétexte d'un [soupçon infondé d'aide d'État](#).

Cette dérogation accordée à l'Allemagne d'injecter entre [3 et 5 milliards d'euros d'aide publique pour baisser le prix du kWh de son industrie en déliquescence](#) consacre la victoire de 30 ans d'obsession allemande de détruire l'avantage compétitif que nous conférait EDF.

¹ Dans son [rapport d'activité 2024](#) EDF indique une production hydraulique de 50,6 TWh avec la note de bas de page (1) « Production hydraulique hors activité insulaire avant déduction de la consommation du pompage. La production hydraulique totale cumulée nette de la consommation du pompage représente 42,9 TWh en 2024 ».

Expliquant ainsi la différence entre les 50,6 TWh de l'illustration et les 42,9 TWh retenus dans notre analyse ainsi que dans le graphique de production historique à partir des chiffres nets d'EDF.

Le graphique circulaire de la capacité installée ne respecte pas la proportion de l'éolien (6 MW). On retrouve la même erreur dans l'illustration 2023 où le segment est beaucoup plus proche de la réalité, mais où la proportion de 1000 fois plus petit que le thermique le rendrait illisible.

Le faible facteur de charge d'une production de 0,0001 TWh pour l'éolien peut surprendre. Il s'agit probablement d'une ou 2 éoliennes (6 MW en tout) dont la raison d'être est la R&D et non l'exploitation commerciale.

La différence de production totale entre les 2 illustrations (415 TWh et 417,6 TWh semblent provenir de la mention que les 415 TWh proviennent de valeurs arrondies et hors Corse et outre-mer.