

**Avis du haut-commissaire à l'Énergie atomique
sur la programmation pluriannuelle de l'énergie**

Février 2025

Résumé

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) propose un cadre indispensable pour projeter la trajectoire énergétique de la France. Elle permet à tous de se positionner, acteurs de la filière, investisseurs et citoyens. En étant éclairée par les travaux de RTE sur la prospective de l'énergie en 2050, la PPE3 entreprend une approche systémique, appropriée aux enjeux.

La nouvelle PPE prend acte de la relance du nucléaire voulue par le Président de la République lors du discours de Belfort en 2022. L'énergie nucléaire bas carbone assure une production massive d'électricité, indispensable notamment pour les périodes sans soleil et sans vent. C'est rassurant. Globalement, le nucléaire et les renouvelables sont considérées dans la PPE3 comme des moyens de production qui se complètent.

Cette complémentarité repose toutefois sur un équilibre entre énergies renouvelables (EnR) et nucléaire, délicat à optimiser. La PPE3 est construite à partir de l'objectif Européen « *fit for 55* », la réduction de 55 % des gaz à effets de serre en 2030 par rapport à 1990. À cette échéance trop rapprochée pour permettre de déployer de nouvelles capacités nucléaires, la seule solution pour décarboner consiste à électrifier massivement tout en déployant des énergies renouvelables. Trop d'EnR conduiront cependant à un sous-emploi du nucléaire et à des surcoûts pour le consommateur et pour l'industrie. Ces surcoûts pourraient même être aggravés en cas de surproduction, si jamais la demande en électricité ne s'avère pas aussi élevée que prévue. Les raisons pour craindre un tel scénario ne manquent pas.

Les objectifs, extrêmement ambitieux, de croissance des EnR intermittentes, spécialement le photovoltaïque, devraient donc être revus à la baisse dans la PPE. Les EnR devraient aussi s'effacer davantage en cas de surproduction, de manière à consolider une complémentarité équilibrée entre nucléaire et EnR.

Il est à craindre que le « *fit for 55* » ne soit pas atteint, aussi vertueuses soient les intentions initiales. Rien ne serait alors plus dommageable que de se retrouver enfermé dans une « *Energiewende* » à la française, avec des dépenses massives mais inutiles, si l'électrification des usages fossiles tarde à venir.

Il est donc fondamental de conserver des marges de manœuvre, par exemple en prévoyant la possibilité, si la demande s'avère ne pas suivre les prévisions, de revoir proportionnellement à la baisse les développements de l'offre, au fil de l'eau.

Enfin, la consolidation du socle nucléaire devrait passer par la sanctuarisation, sous la forme de stocks stratégiques, des matières nucléaires fondamentales pour le futur. La chaleur d'origine nucléaire, notamment proposée par des projets de SMR, mériterait également d'être davantage présente dans la PPE3, ainsi que les perspectives de la fermeture du cycle nucléaire avec un calendrier prévisionnel.

Rappel du contexte :

L'article L141-13 du code de l'énergie dispose que « le haut-commissaire [à l'Énergie atomique] est saisi pour avis, pour les dispositions qui relèvent de sa compétence, de [...] la programmation pluriannuelle de l'énergie ».

La programmation pluriannuelle de l'énergie sera constituée i/ d'un décret définissant les principaux objectifs énergétiques et les priorités d'action, ii/ d'un rapport annexé et iii/ d'une synthèse des orientations et actions. Le présent avis porte sur la version préliminaire du rapport à annexer au décret, intitulée *Stratégie française pour l'énergie et le climat - PPE (2025-2030, 2031-2035)* et publiée le 4 novembre 2024. Celle-ci est désignée par commodité « PPE3 » ou simplement « PPE » par la suite.

Le présent avis se concentre sur les dispositions ayant de l'impact sur l'énergie nucléaire, directement ou indirectement et donc sur l'électricité.

Plan de l'avis

1.	La PPE3 replace le nucléaire comme pilier de l'approvisionnement en électricité décarbonée	3
1.1	La politique énergétique ne peut s'appréhender que globalement	3
1.2	La relance du nucléaire est essentielle car cette énergie bas carbone est massive et pilotable	4
2.	La PPE ne se préoccupe pas suffisamment du sous-emploi du nucléaire dû à l'excès de l'offre renouvelable, ce qui l'éloigne de l'optimum économique	5
2.1	La croissance rapide des EnR diminue l'emploi du nucléaire et augmente les coûts de l'ensemble	6
2.2	La valeur économique élevée de la capacité du nucléaire à produire lorsqu'on en a besoin devrait pouvoir être traduite en Euros, pour appréhender correctement le coût du nucléaire	7
2.3	Les variations horaires de la production par les EnR pèsent de manière accrue sur les centrales nucléaires	8
2.4	La croissance du photovoltaïque devrait être revue à la baisse dans la PPE. Les EnR devraient participer à l'effacement en cas de surproduction	10
3.	La consolidation du nucléaire comme pilier de l'approvisionnement électrique est inachevée	13
3.1	Les matières nucléaires doivent être sécurisées et les stocks sanctuarisés	13
3.2	La chaleur nucléaire est oubliée dans la PPE3	14
4.	La PPE3 gagnerait à être accompagnée d'analyses de scénarios alternatifs et à conserver des marges de manœuvre au fil de l'eau	15
4.1	Une analyse rétrospective de la PPE2 montre combien la prédiction est difficile. Il est essentiel de prévoir des possibles variations de trajectoires	15
4.2	De nombreuses interrogations sont structurantes pour l'électricité nucléaire	16
4.3	Le « fit for 55 » ne sera pas atteint	18
4.4	En guise de conclusion : des marges de manœuvre doivent être conservées pour s'adapter en cours de route, spécialement si la demande n'est pas au rendez-vous	19

1. La PPE3 replace le nucléaire comme pilier de l’approvisionnement en électricité décarbonée

La PPE a pour objectif premier de limiter les émissions de gaz à effet de serre pour lutter contre le dérèglement climatique. On ne peut que se réjouir de cet objectif.

Une transition efficiente passe nécessairement par l’électrification des usages pour réduire les énergies fossiles : remplacement des chauffages à gaz par des pompes à chaleur électriques, mutation du parc automobile vers des voitures électriques, etc. Au-delà de la décarbonation, la sortie progressive des énergies fossiles grâce à l’électricité réduira le déficit de notre balance commerciale, ce qui représente un deuxième bénéfice précieux.

L’électricité est donc au cœur de la PPE et avec elle le nucléaire, qui représente 67,4 % de l’électricité produite en 2024 (361,6 TWh d’origine nucléaire sur un total de 536,5 TWh en 2024, chiffres RTE)¹.

Outre la décarbonation, une politique équilibrée de l’énergie doit viser deux autres objectifs : un approvisionnement sûr et au meilleur prix.

1.1 La politique énergétique ne peut s’appréhender que globalement

La production d’électricité ne résulte pas d’un simple empilement de capacités (solaire, nucléaire, etc.). Les sommes ou les moyennes des productions, la puissance maximale d’une installation, ne suffisent pas pour appréhender le bon fonctionnement du système électrique.

Compte tenu des liens entre les énergies (complémentarité, concurrence) et de la spécificité de l’électricité, qui impose en permanence un équilibre entre consommation et production, seule l’analyse d’un mix global fait sens. Celui-ci repose sur un système complet (moyens de production avec leur disponibilité, réseau de distribution, capacités de stockage), apte ou non à répondre à la demande dans un contexte donné (météo notamment) qui changent à chaque instant.

Ceci explique le grand intérêt des scénarios de futurs énergétiques de long terme mis au point, à partir de 2021, par RTE. On ne dira jamais assez que ces scénarios énergétiques de RTE ont permis de faire des progrès décisifs dans la réflexion car ils ont introduit la notion de réponse d’ensemble d’un système énergétique. Ce travail de projection du mix énergétique et électrique, complexe, est un premier pas pour appréhender de manière sérieuse, parce que globale et systémique, la programmation de la production d’électricité. Même si nous verrons que du chemin reste à parcourir pour appréhender les coûts d’ensemble d’un système énergétique (voir section 2.2 ou fin du 4.1 de cet avis), une approche globale de la production est bien présente dans la PPE.

En s’appuyant sur ces calculs de RTE, la PPE entreprend également une approche systémique, appropriée aux enjeux.

Les scénarios 2050 de RTE seront actualisés en 2026.

¹ Malgré cette prédominance du nucléaire, qui représente la première source de consommation d’énergie primaire, tous secteurs confondus (y compris devant le pétrole, voir figure 9 page 41 rapport préliminaire SFEC-PPE), les articles L 141-1 à L 141-6 du code de l’énergie modifiés par loi du 17 août 2015, ont réussi à éviter le mot « nucléaire » (alors que le mot « renouvelable » y figure 27 fois, « gaz » 14 fois, etc.).

1.2 La relance du nucléaire est essentielle car cette énergie bas carbone est massive et pilotable

Les pics de demande en électricité les plus difficiles à passer interviennent pour le moment souvent en fin de journée d'hiver, quand le solaire est à l'arrêt et l'éolien peu présent. La technologie ne permettant pas de stocker l'électricité en grande quantité et sur une longue durée, il revient dès lors aux sources pilotables d'assurer l'approvisionnement lorsque les renouvelables font défaut. L'hydroélectricité ne donnant que ce qu'elle peut, il reste le nucléaire ou les fossiles (gaz, pétrole, charbon). Entre le gaz et le nucléaire, la France a choisi le nucléaire.

La meilleure illustration de ce choix entre nucléaire et gaz est la reprise mondiale du nucléaire consécutive à la crise du gaz, qui a démarré en 2021.

Ces périodes sans vent (et sans soleil la nuit, voire le jour), pendant longtemps (plusieurs jours) sont fréquentes dans toute l'Europe. On parle de « grisaille anticyclonique » ou encore de « sécheresse énergétique », au Royaume-Uni de « *dark lull* », mais le terme le plus répandu de « *Dunkelflaute* » nous vient de l'autre côté du Rhin, tant ce phénomène fait souffrir l'économie allemande et aussi ses voisins, notamment plus au Nord.

La figure 1 donne pour illustration des productions électriques en France (nucléaire et éolien en France, fossile et éolien en Allemagne), durant le mois qui a précédé l'écriture de ces lignes (janvier 2025). On y observe que lorsque la production éolienne est faible (*Dunkelflaute*), le relais est pris par la production fossile en Allemagne et par la production nucléaire en France.

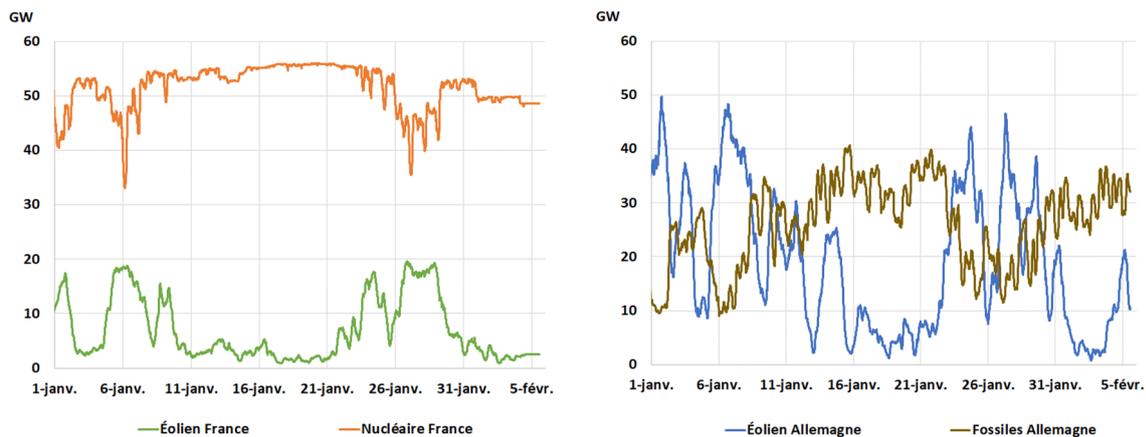


Figure 1 : différentes productions d'électricité en France et en Allemagne en Janvier 2025.

Voilà pourquoi le nucléaire constitue le socle d'énergie bas carbone², massive et pilotable, qui assure la sécurité d'approvisionnement en électricité de notre pays à toute heure.

On l'a bien constaté lors de la crise de la corrosion sous contrainte de 2022. Alors que plusieurs centrales étaient à l'arrêt, nos capacités pilotables de réserve fossiles ont dû être mobilisées (+27% entre 2021 et 2022). Des importations coûteuses ont assuré le complément, dont une part significative provenait là aussi de moyens à flamme. Le résultat, navrant, des émissions de gaz à effet de serre dues à l'électricité consommée en France en 2022, est montré sur la figure 2.

² À cet égard les chiffres retenus par la PPE pour les émissions carbone du nucléaire (12 gCO₂/kWh) sont anciens et demandent à être réactualisés. À titre de référence, les calculs d'EDF aboutissent à 4,2 gCO₂/kWh et le site *electricity map* suit la Commission Économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE-ONU) avec 5 gCO₂/kWh.

L'orientation « ni gaz ni nucléaire » adoptée par la PPE2 entraînait la France vers des risques de sous-production voire de défaillance. À rebours, suite au discours de Belfort, la PPE3 remet en place un approvisionnement électrique décarboné et sûr avec le nucléaire comme pilier. Elle programme la construction de nouvelles centrales nucléaires pour remplacer les centrales actuelles qui arriveront en fin de vie. Elle offre ainsi une solution praticable, notamment pour les moments sans soleil et sans vent. On ne peut que se réjouir de ce retour au réalisme.

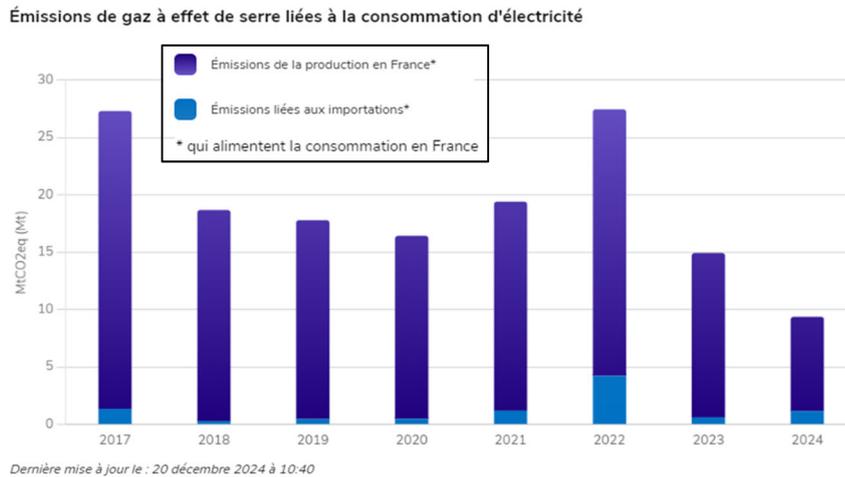


Figure 2 : RTE, [Émissions CO₂ de la production d'électricité](#)

2. La PPE ne se préoccupe pas suffisamment du sous-emploi du nucléaire dû à l'excès de l'offre renouvelable, ce qui l'éloigne de l'optimum économique

L'objectif européen de baisse des émissions de GES impose de reporter les consommations fossiles vers l'électricité. Dans une échelle de temps aussi courte (le « *fit for 55* » est pour 2030), un tel report n'est possible que par une électrification des usages fossiles et par un accroissement massif de l'électricité renouvelable, principalement photovoltaïque et éolienne. La croissance des EnR dans la PPE est donc imposée par cette condition aux limites fixée par l'Europe.

Cette augmentation des EnR ne réduit pourtant en rien le besoin en moyens de production pilotables (hydraulique, nucléaire)³. Celui-ci est toujours le même pour assurer la production bas carbone lors des périodes sans soleil et sans vent⁴. Le risque est alors de payer deux fois.

Il ne s'agit pas ici de remettre en cause la complémentarité des EnR et du nucléaire, qui fait l'objet aujourd'hui d'un consensus politique. Cette complémentarité exige cependant un équilibre. Trop d'EnR et le nucléaire sera sous-employé, avec finalement un mix fort loin de l'optimum économique pour le consommateur.

Les risques de surcoût de la production d'électricité ont deux origines principales, abordés dans les sections suivantes. Premièrement, une surproduction d'électricité oblige le parc nucléaire à s'effacer, vu la réglementation actuelle privilégiant le coût marginal nul et entraînant la priorité des EnR sur le réseau. Deuxièmement, le besoin accru en suivi de charge amène de nouvelles contraintes sur la gestion du parc, avec là aussi des surcoûts pour l'ensemble du système électrique.

³ Les moyens de flexibilité (batteries, effacement) permettront de réduire la consommation à la pointe, surtout à l'échelle infra journalière.

⁴ Pour des moyens de stockage et des stratégies d'effacement de la consommation donnés.

2.1 La croissance rapide des EnR diminue l'emploi du nucléaire et augmente les coûts de l'ensemble

Les réacteurs nucléaires sont des installations capitalistiques. Le coût du MWh nucléaire augmente donc en proportion inverse du taux de charge des centrales. Une moindre production diminue d'autant la rentabilité du parc. Le taux de charge du nucléaire est déjà en dessous de 70 % seulement (l'un des plus faibles au monde), alors qu'il dépasse 90 % aux États-Unis.

L'accroissement des EnR pour satisfaire le « fit for 55 » implique que le nucléaire devra s'effacer plus souvent. Ce sous-emploi, d'autant plus important que la surproduction sera fréquente, éloigne de l'optimum économique l'actif de production électronucléaire et le système électrique dans son ensemble.

De plus, si la croissance de la consommation électrique devait se révéler plus lente que prévue, notre système se retrouverait en surcapacité de production de plus en plus souvent, augmentant d'autant son surcoût. Nous passerons en revue dans la section 4.2 un certain nombre de raisons qui nous portent à craindre un retard à la décarbonation et donc un risque de surproduction structurelle.

La PPE gagnerait à être accompagnée d'une analyse des surcoûts d'un sous-emploi du parc nucléaire, avec le développement massif et rapide des EnR pour entrer dans l'objectif « fit for 55 » avant 2030. Ces surcoûts seront d'autant plus importants en cas de surproduction structurelle.

En réalité, cette surproduction a même déjà été observée pendant certaines périodes : lorsqu'il y a du vent et du soleil. La croissance massive des EnR a abouti à ce phénomène inédit : des épisodes de prix quasi-nuls ou négatifs de l'électricité en Europe (voir figure 3). Les contrats actuels n'incitent pas les producteurs éoliens et photovoltaïques à cesser leur production quand le prix de marché baisse : leur électricité est prioritaire sur le réseau et les prix bas sont compensés par des compléments de rémunération garantis⁵.

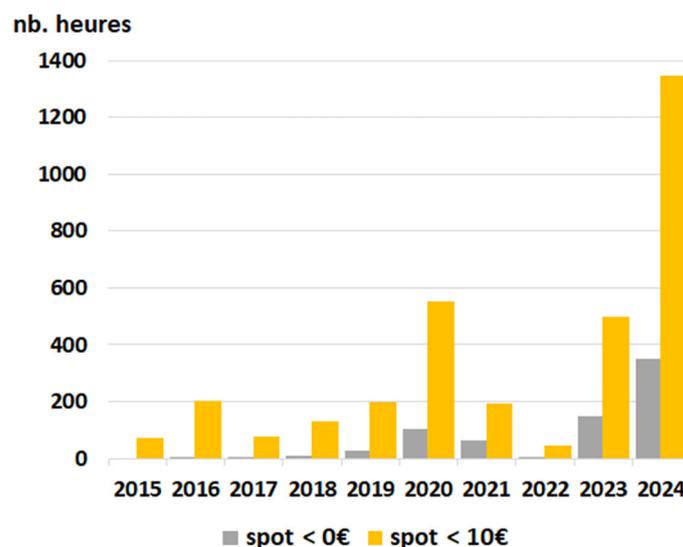


Figure 3 : En gris, le nombre d'heures où le prix spot a été négatif en France. En jaune, le nombre d'heures où le prix a été inférieur à 10 €/MWh. Ces deux valeurs ont plus que doublé en 2024. La même tendance est observée dans les pays voisins. L'année 2020 était particulière en raison du Covid.

⁵ Pour certains contrats récents, la production en période de prix négatif est désormais pénalisée.

Lorsque les prix sont négatifs, le coût pour le consommateur est beaucoup plus élevé que la seule cession de la surproduction. S'y ajoutent les coûts des rachats garantis des EnR et le coût d'amortissement du nucléaire, devenu ponctuellement inutile. Le consommateur paie en quelque sorte deux fois une électricité qui n'est même pas nécessaire...

La production des EnR en excès était auparavant prise en charge par le consommateur via l'accise sur les produits énergétiques (la CSPE, multipliée par 5 depuis son origine) ; elle l'est désormais par le contribuable puisque la TICFE a remplacé la CSPE et est dorénavant versée dans le budget de l'État. En revanche, les coûts du nucléaire restent constants alors que ses revenus baissent. Cette dégradation pourrait même mener à un sous-investissement dans les moyens d'électricité pilotables, avec comme corollaire un risque de fragilisation générale du système.

Comme l'écrit très bien la CRE : « *l'augmentation du nombre d'heures à prix faibles est de nature à dégrader la rentabilité de l'ensemble des installations ne bénéficiant pas de dispositif de soutien [i.e. en particulier le nucléaire]* »⁶.

2.2 La valeur économique élevée de la capacité du nucléaire à produire lorsqu'on en a besoin devrait pouvoir être traduite en Euros, pour appréhender correctement le coût du nucléaire

Si la bonne approche est bien d'estimer en premier lieu le coût complet d'un système électrique (voire énergétique) dans son ensemble, il est utile de connaître les différents coûts de production par filière, pour éclairer le débat. En l'état actuel, on affiche toujours au public le seul coût brut d'une énergie en sortie de l'appareil de production. Les autres coûts, notamment le développement du réseau pour certaines énergies ou la valeur de la capacité à fournir à tout moment, ne sont pas consolidés dans ce coût de production.

Il est indispensable de prendre conscience de la valeur que constitue la capacité de fournir de l'électricité à toute heure et en grande quantité. Cette valeur gagnerait à être estimée et intégrée dans le coût en € / MWh des différentes filières, qui comprend différentes composantes essentielles :

- le coût de production de l'électricité elle-même ;
- le surcoût des subventions pour les EnR soutenues (qui n'est pas à ajouter à la précédente, mais qui est tout de même une composante utile pour appréhender le partage des coûts et des gains entre les consommateurs, les producteurs et le contribuable) ;
- le coût des réseaux électriques à développer, qui dépendent beaucoup des filières (une grande part des besoins nouveaux sont dus au développement des EnR) ;
- le surcoût des solutions de secours nécessaires aux énergies intermittentes (moyens pilotables, moyens de flexibilité).

Sur ce dernier point, une alternative est de soustraire au coût des énergies pilotables la valeur économique de leur disponibilité à toute heure, ce qui peut être obtenu par l'intégration claire d'un mécanisme de capacité dans les coûts de production.

Concernant les coûts des réseaux électriques (qui représentent tout de même 200 Md€ pour RTE et Enedis d'ici 2040), il serait utile de les ventiler par filière à l'aide d'une clef de répartition, de manière à éclairer le citoyen sur la nature des dépenses publiques. Cela permettrait de mieux comprendre le partage des coûts entre l'État et le consommateur, les gains des producteurs, etc., qui comprend bien une dimension politique fondamentale allant au-delà de la seule appréciation du coût global du système pour la collectivité.

⁶ [Présentation du contexte relatif aux prix négatifs](#), CRE 26/11/2024.

Le coût complet d'un système électrique seul, en raison de sa complexité, ressemble en effet à une « boîte noire » pour le citoyen, quand bien même les calculs complets sont menés de façon parfaitement honnête et transparente et que c'est la bonne méthode. Mais le nécessaire calcul du coût complet d'un système, pour lequel nous louons le véritable saut conceptuel qu'a permis d'apporter RTE à partir de 2021, n'empêche pas, pour des raisons de pédagogie, d'en extraire ex-post un coût complet actualisé de l'énergie dans ses différentes composantes. Cela irait dans le sens d'une « explicabilité » de ce coût complet, fort utile pour permettre un débat public serein. Ces quelques ordres de grandeur gagneraient à être intégrés dans la PPE.

Ce serait une information utile pour le débat public d'accompagner les modélisations du coût « complet » d'un système énergétique (de type RTE) d'une estimation des coûts complets de production dans les principales filières, dans l'exercice de préparation de la PPE.

Notamment, la pleine conscience de la valeur économique de la capacité du nucléaire à produire à tout instant devrait pouvoir être affichée en Euros.

Si nous insistons sur l'importance d'estimer en premier lieu le coût complet d'un système énergétique appréhendé globalement et répondant à la demande à tout instant, nous devons également rappeler que ce coût complet ne saurait être l'alpha et l'omega d'une politique publique. Au-delà de l'éclairage des experts économistes sur les coûts de l'appareil de production, le choix qui revient aux politiques fera intervenir bien d'autres facteurs que le strict coût de l'énergie modélisé par RTE. Ces facteurs politiques incluent le développement de l'emploi sur notre territoire, l'apport du nucléaire pour la défense, l'acceptabilité par la société de moyens de flexibilité contraignants, le partage des coûts entre le consommateur, le contribuable et des producteurs, avec notamment des acteurs étrangers, etc.

Pour un même coût complet d'un système électrique, ce n'est pas la même chose de faire appel à des dispositifs fabriqués en Chine que de faire vivre une industrie nationale. Il existe donc des coûts indirects dans l'optimum d'un mix énergétique qui dépassent de très loin le strict coût de l'énergie.

2.3 Les variations horaires de la production par les EnR pèsent de manière accrue sur les centrales nucléaires

Les barrages hydroélectriques et les centrales nucléaires garantissent la fourniture d'électricité à tout moment et répondent aux variations de la demande, quelle que soit l'indisponibilité des EnR. Ces modulations sont actuellement de l'ordre de 5 à 15 GW, selon les jours. Une part croissante d'EnR programmée par la PPE3 imposera aux centrales nucléaires des variations de puissance plus importantes que celles que nous connaissons actuellement. En particulier, l'électricité d'origine solaire, qui croît rapidement lorsque le soleil se lève pour diminuer tout aussi vite lorsqu'il se couche, imposera des modulations supplémentaires.

RTE indique que jusqu'à 30 GW de moyens pilotables (c'est-à-dire surtout des centrales nucléaires) devront être mobilisés ou délestés rapidement en début et fin de journée, à l'horizon 2035. Cette ampleur représente le double des modulations actuelles – voir figure 4 ci-dessous issue de RTE. Il s'agit d'une moyenne et cette modulation sera encore plus importante les jours défavorables.

EDF s'enorgueillit – à juste titre – de savoir réaliser des variations de 90% de la puissance d'un réacteur jusqu'à deux fois par jour. Mais les conséquences sur le vieillissement des éléments périphériques restent encore l'objet de débats entre spécialistes.

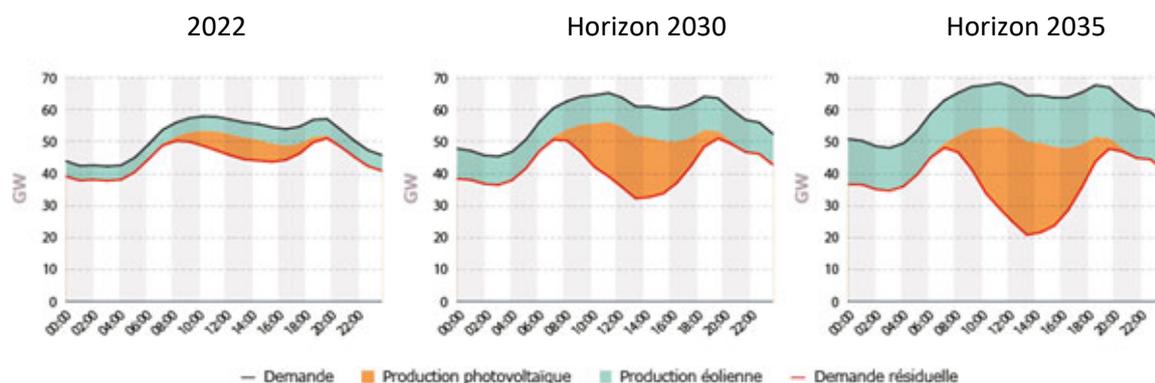


Figure 4 : évolution du profil horaire moyen sur les jours ouvrés, entre 2022 et 2035. La courbe grise est la demande totale, la partie verte la contribution moyenne de l'éolien, la partie orange la contribution moyenne du solaire. Une fois soustraites ces deux composantes de la demande totale, il résulte le besoin à satisfaire par le parc pilotable (courbe rouge). Celle-ci accusera un écart entre le minimum et le maximum de près de 30 GW en 2035. Figure RTE.

Des analyses statistiques d'EDF⁷ en 2023 concluaient qu'« une modélisation fine de la modulation de puissance et de la maintenance, ainsi qu'un large panel de méthodes algorithmiques et statistiques [...] ne permet pas, à date, d'affirmer l'existence d'un lien statistique de premier ordre entre la maintenance et la modulation. [...] De même, les données considérées dans cette étude ne révèlent aucun impact significatif de la durée ou la fréquence des modulations de puissance sur le volume de maintenance ». À noter toutefois qu'EDF modérerait son avis par le faible nombre de données exploitables. L'ASN ne relève pas non plus, au premier ordre, d'incidence entre modulation de puissance et dégradation de la sûreté.

À l'inverse, des études allemandes (R. Nordmann et Ch. Ranisch⁸) sur l'impact des vibrations sur le circuit primaire lié au suivi de charge sur les réacteurs allemands, suédois et anglais concluent que « un risque existe, de détérioration et de défaillance prématurée des composants et systèmes de la centrale causées par les vibrations nuisibles dues au suivi de la charge. [...] Le suivi de la charge peut affecter des composants tels que les tuyaux, les vannes, les échangeurs de chaleur, les turbines, le générateur électrique et les pompes d'eau d'alimentation. [...] Les vibrations peuvent provoquer des défaillances dues à la fatigue, même si elles se produisent dans un régime de faible amplitude et de grand cycle. L'augmentation des niveaux de vibration entraînera une réduction de la durée de vie des composants et de la marge de sécurité définie lors de la conception du système ». De même, l'Autorité de sûreté allemande⁹ a conclu que la modulation de puissance avait joué un rôle important dans la corrosion exceptionnellement rapide et sévère des barres de combustible dans la centrale nucléaire de Brokdorf (Schleswig-Holstein). « Outre le matériau du tube de rechargement, ce sont les exigences de haute performance qui sont responsables : le cœur à haute performance et un démarrage et un arrêt de plus en plus fréquents et rapides du réacteur. D'après nos constatations, ce stress a conduit à l'oxydation inattendue dans la partie supérieure de certains crayons de combustible ». Avec comme résultat une augmentation des coûts de fonctionnement et de maintenance.

Le rapport 2024 de l'inspecteur général pour la sûreté nucléaire et la radioprotection du Groupe EDF, l'amiral Jean Casabianca, relève également que « l'arrivée massive de nouvelles sources d'électricité renouvelables (EnR), à la fois intermittentes et prioritaires sur le réseau, a multiplié les variations de charge. Elles ne sont pas sans risque sur la sûreté du système électrique (dont le blackout) ni sans

⁷ Note EDF/DPN/UDC – case 145 du 24/07/2023

⁸ "Vibrations caused by load-follow in NPPs", Energyforsk Report 2018:521, ISBN 978-91-7673-521-3

⁹ [Schleswig-holstein.de - Medieninformationen - Kernkraftwerk Brokdorf: Erhöhte Leistung und intensiverer Lastwechsel haben Oxidation von Brennstäben verstärkt](https://www.schleswig-holstein.de/Medieninformationen-Kernkraftwerk-Brokdorf-Erhoehte-Leistung-und-intensiverer-Lastwechsel-haben-Oxidation-von-Brennstaben-verstaerkt)

contrainte sur le fonctionnement de nos installations. À long terme, elles remettent en cause le modèle économique ». Il ajoute que « le suivi de charge a forcément un impact sur la machine, plus fréquemment sollicitée par des cyclages profonds. L'augmentation des fortuits n'est pas flagrante mais c'est dans la durée que les effets seront appréciés ». On voit donc que le sujet n'est pas clos et méritera des analyses supplémentaires, notamment sur le désoptimisation économique d'un tel fonctionnement. L'Amiral Casabianca conclut : « la priorité donnée aux EnR, dans une complémentarité unilatérale nucléaire-EnR, conduit à des variations de puissance dont il serait d'autant plus opportun de se dispenser qu'elles ne sont jamais anodines sur la sûreté, notamment la maîtrise de la réactivité, et sur la maintenabilité, la longévité et le coût d'exploitation de nos installations ».

Sur le plan économique, EDF relève d'ailleurs également dans son cahier d'acteur sur la PPE¹⁰ en 2024 que « les fortes variations de puissance demandées au parc, sur de courtes durées, font apparaître des contraintes sur les équipements et sur les organisations jamais rencontrées jusqu'alors. Il en résultera nécessairement une augmentation du coût agrégé du système électrique au détriment de la collectivité ». La manœuvrabilité du parc méritera d'être éclaircie par EDF (même si les études sont difficiles), parce que les enjeux sont très importants dans le contexte de flux de plus en plus variables sur la plaque européenne.

Les conséquences financières des fortes variations de puissance demandées aux centrales à l'avenir mériteront des analyses poussées par EDF, de manière à intégrer ces surcoûts dans l'analyse globale d'un mix.

La section suivante donne une idée des variations de puissance des moyens de production pilotables, en premier lieu du nucléaire, dans le cadre de la PPE3.

2.4 La croissance du photovoltaïque devrait être revue à la baisse dans la PPE. Les EnR devraient participer à l'effacement en cas de surproduction

La figure 5 montre les productions solaires et éoliennes du mois dernier à l'heure où nous écrivons ces lignes (janvier 2025). La courbe verte (resp. jaune) montre la production éolienne (resp. photovoltaïque). La courbe orange correspond au « résiduel », c'est-à-dire lorsque ces moyens prioritaires ont été retirés de la demande :

$$\text{résiduel} = \text{demande} - \text{solaire} - \text{éolien} - \text{hydraulique au fil de l'eau}$$

La courbe orange représente l'électricité à fournir pour répondre à la demande, grâce aux moyens complémentaires : le nucléaire en premier lieu, mais aussi l'hydraulique des barrages de chute, le gaz ou encore les importations. Le nucléaire n'est pas la seule source qui permet de remplir la demande mais, étant la principale source d'électricité, cette courbe donne une idée des efforts qui lui sont demandés.

¹⁰ https://concertation-strategie-energie-climat.gouv.fr/sites/default/files/2025-01/N%C2%B0363%20-%20EDF%20-%20Cahier%20d%27acteur%20NBC-PPE_0.pdf

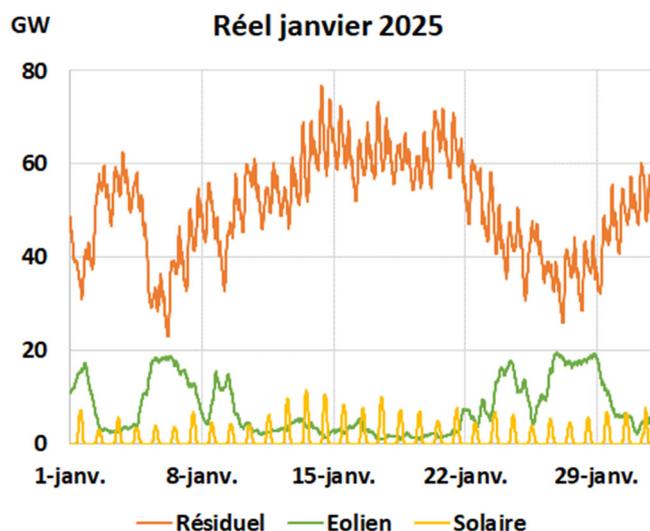


Figure 5 : production éolienne, solaire et besoin en production complémentaire (le « résiduel »), en GW, nécessaire pour fournir la demande, en janvier 2025.

La PPE3 prévoit une augmentation du photovoltaïque par un facteur 4 (93 TWh en 2035 – tableau page 28 de la PPE3 contre 23,3 TWh produits en 2024), une augmentation de l'éolien d'un facteur 3,3 (150 TWh en 2035 dans le même tableau contre 45,8 TWh produits en 2024) et une augmentation de la demande de 22 % totale d'électricité (508 TWh en 2035¹¹ versus 417 TWh en 2024).

En faisant l'hypothèse d'une météo identique en 2035, nous avons représenté sur la figure 6, à titre illustratif, un mois de janvier 2035 avec les puissances éoliennes et photovoltaïques multipliées par 3,3 et 4, respectivement, avec une demande totale augmentée de 22 %, comme le programme la PPE.

La courbe du besoin résiduel, une fois soustraites ces nouvelles capacités EnR, est donnée par la nouvelle courbe orange. On observe des variations de besoins gigantesques, des suivis de charge quotidiens de l'ordre de 30 GW en moyenne, parfois davantage (ce qui confirme les prévisions de RTE de la figure 4). À certains moments le parc pilotable devrait être totalement éteint¹². L'électricité provenant des seules EnR serait même en situation de surproduction durant 7 à 9 jours sur ce seul mois de janvier 2035 : de l'électricité en surplus mais quand même payée au prix fort par les mécanismes de soutien et par l'amortissement du nucléaire, inchangé. Les prix les plus négatifs se produisent bien sûr pendant la journée, lors le photovoltaïque fonctionne. Cette figure montre que lors des périodes anticycloniques (par exemple entre le 11 et le 22 janvier), le besoin de plus de 70 GW de pilotables est toujours là, avec parfois des pointes fréquentes au-delà de 80 GW¹³.

¹¹ La figure 1 page 10 de la PPE projetée une consommation finale d'électricité en 2035 égale à 39 % de 1302 TWh, soit 508 TWh, contre 417 TWh en 2022.

¹² Compte-tenu des modes communs météorologiques (voir la figure 1), il est peu à attendre des exportations dans ces moments-là.

¹³ La figure 1 a montré que pendant cette même période, il ne fallait pas attendre des EnR venant d'Allemagne, qui, de son côté, a produit son électricité avec des énergies fossiles.

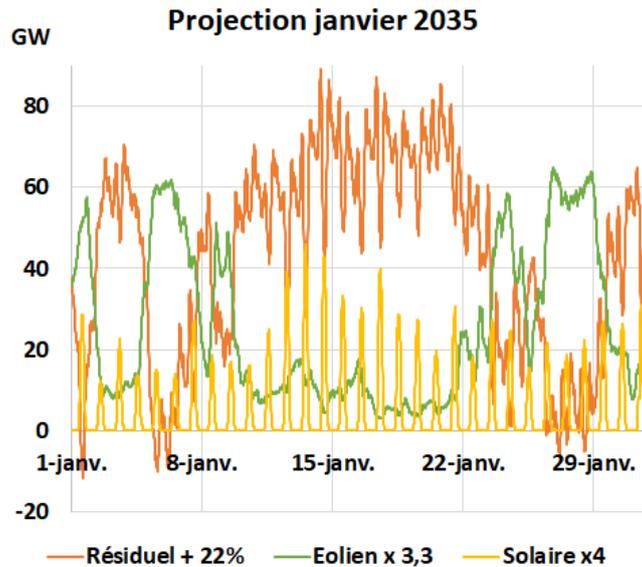


Figure 6 : production éolienne, solaire et résiduel, en GW, nécessaire pour fournir la demande en janvier 2035, avec comme hypothèse une météo identique à 2025 et la réalisation de la PPE3 et une structure de demande inchangée.

De plus, comme déjà évoqué, si la demande totale devait se révéler plus faible que prévu (voir section 4.2), la courbe du résiduel serait négative encore plus souvent que sur la figure 6...

Les suivis de charge imposés par autant d'EnR auront donc des conséquences majeures sur le nucléaire, entraînant là encore des coûts additionnels pour l'ensemble du système électrique et, *in fine*, pour le consommateur.

Les objectifs, extrêmement ambitieux, de croissance des EnR intermittentes, spécialement le photovoltaïque, devraient être revus à la baisse dans la PPE. Les EnR devraient aussi s'effacer davantage en cas de surproduction.

La courbe du résiduel de la figure 6 est donnée à titre illustratif : elle sert à donner une idée de la sous-optimisation d'un système électrique qui doit conserver un résiduel toujours aussi haut pendant les pointes mais qui l'utilise trop peu le reste du temps. Ce n'est pas une simulation ni une prévision. D'autres facteurs auront des effets sur cette courbe. Notamment, le développement de la flexibilité sur la demande pourrait permettre de « lisser » les pics et d'atténuer les suivis de charge les plus brutaux. Autrement dit, les composantes « haute fréquence » du résiduel de la figure 6 pourraient être diminuées, à l'aide de batteries, par exemple avec le « *vehicule to home* ». Toutefois, la flexibilité hebdomadaire étant beaucoup plus ardue à atteindre que la flexibilité journalière, les plateaux de demande en résiduel lors des périodes sans vent de plusieurs jours (par exemple du 10 au 22 janvier sur les figures 5 et 6) seront difficile à diminuer, dans l'intervalle de temps de la PPE. À cet égard, la situation de janvier 2025 n'était pas un cas particulier, des situations analogues ont été rencontrées en novembre ou en décembre 2024.

3. La consolidation du nucléaire comme pilier de l’approvisionnement électrique est inachevée

La relance du nucléaire dans la PPE3 a remis sur pied un schéma d’ensemble crédible, par rapport à la PPE précédente. Deux sujets supplémentaires méritent toutefois d’être signalés : la ressource combustible et la chaleur nucléaire.

3.1 Les matières nucléaires doivent être sécurisées et les stocks sanctuarisés

La PPE3 consacre un paragraphe bienvenu à la sécurisation des ressources en uranium, en appelant notamment à poursuivre « *les efforts de diversification géographique des sources [...] et de sécurisation des chaînes d’approvisionnement* ». Elle rappelle au passage que la stratégie française de recyclage des combustibles usés permet déjà des économies de matières.

S’il est juste de noter que la France dispose à court et moyen termes de stocks et de sources d’approvisionnement fiables, suffisantes pour la durée de l’exercice couvert par la PPE3, le contexte invite à prévoir des dispositions pour sécuriser à long terme notre approvisionnement.

De nombreux pays cherchent à engager un programme nucléaire ou annoncent des plans ambitieux de déploiement de nouvelles tranches. La Chine devrait sous peu dépasser les 61,4 GW installés de la France et table sur environ 300 GW à l’horizon 2050. La demande mondiale en uranium va s’intensifier plus vite que prévu jusqu’ici, à l’horizon de la seconde moitié du siècle si ce n’est avant.

Le développement de nouvelles mines demande plusieurs années d’effort et des investissements importants. Les évolutions géopolitiques pourraient provoquer des tensions sur les marchés bien avant les pénuries réelles de matières. Les pays producteurs pourraient eux-mêmes rationner leur production pour profiter de hausses de prix.

La « mine d’uranium appauvri » dont dispose la France lui offre la perspective de développer un nucléaire durable avec les réacteurs à neutrons rapides (RNR). D’autres pays s’y préparent activement, ne serait-ce que pour atténuer ou supprimer leur dépendance à l’uranium naturel (Chine, Russie, Japon, Inde). Avec l’expérience unique au monde dans le recyclage des matières de son fleuron Orano, sa stratégie de moxage et son expérience des technologies RNR (grâce au CEA, à Framatome et à EDF), la France dispose de tous les atouts pour parvenir à terme à un parc nucléaire n’ayant plus besoin d’uranium naturel. C’est ce que l’on appelle « la fermeture du cycle ». Dans ce cas, la mine est notre réserve d’uranium appauvri présente sur notre territoire. Elle rend possible un approvisionnement électronucléaire souverain, qui se passerait d’extraction et d’importations d’uranium pour la France et même pour l’Europe, pendant des siècles.

La fermeture du cycle est possible avec un parc « mixte » composé de réacteurs à eau pressurisé (la technologie actuelle) et de RNR, comme l’a montré le CEA depuis des années. Pour opérer une transition vers ce parc mixte, des décisions structurantes devront être prises au cours des prochaines années, dans le calendrier de la PPE3, concernant les réacteurs nucléaires mais aussi les usines du cycle.

Compte tenu des délais de mise en œuvre de ces technologies, il est dommage que la PPE3 ne parle pas davantage des RNR et de la fermeture du cycle car nombre de décisions structurantes à ce sujet (réacteurs, usines, R&D...) devront être prises au cours des prochaines années.

Dans ce contexte, plusieurs matières nucléaires représentent un enjeu crucial pour l'avenir. Le plutonium doit faire l'objet d'une planification soignée pour être disponible en quantité suffisante quand le temps sera venu. De même, l'uranium appauvri, ainsi que l'uranium de retraitement, ne constituent en aucun cas des déchets et doivent être reconnus comme des ressources stratégiques.

La PPE devrait clairement reconnaître le caractère stratégique de ces matières : plutonium, uranium appauvri, uranium de retraitement.

3.2 La chaleur nucléaire est oubliée dans la PPE3

Le programme France 2030, lancé en octobre 2021, a réservé une place de choix au nucléaire avec le soutien au projet Nuward et un appel à projets consacré à des réacteurs innovants. L'enthousiasme des entrepreneurs et des investisseurs s'est trouvé au rendez-vous, conduisant l'État à soutenir onze projets sur des technologies variées.

Les jeunes pousses porteuses des projets ont démontré des méthodes de travail et des avancées qui peuvent inspirer les grandes organisations du nucléaire. Elles bousculent les habitudes d'acteurs sujets aux pesanteurs propres à leur taille mais aussi à la filière qui a intégré de longue date des réflexes conservatifs. Tout en contribuant positivement au renouveau de l'image du nucléaire, elles se sont aussi montrées attractives pour les jeunes.

La PPE3 n'aborde ce sujet que de manière marginale alors que certains projets de SMR pourraient voir le jour pendant la période couverte. Ceci est d'autant plus dommage que de nombreux obstacles – juridiques ou réglementaires, administratifs, industriels, sociétaux... – persistent et restent à traiter pour permettre le succès de ces projets, tous sujets dont la PPE peut se saisir.

Un enjeu essentiel concerne la chaleur nucléaire. La PPE rappelle qu'elle « *représente aujourd'hui un peu moins de la moitié (43 %) de la consommation d'énergie finale en France* ». La chaleur constitue le premier poste d'émission de CO₂ du résidentiel et du tertiaire, pour le chauffage des locaux d'habitation, des entreprises et des commerces. Elle est essentielle aussi à de nombreux procédés industriels. Des solutions décarbonées existent pour les « basses » températures et les faibles puissances, mais au-delà le recours aux énergies fossiles est systématique.

Certains projets de SMR nucléaires ciblent le chauffage urbain (100 à 150°C). D'autres visent des températures plus ambitieuses entre 400 et 500°C, voire 700 ou 800°C, dans des gammes de puissances adaptées aux besoins de nombreux acteurs industriels. Différents porteurs de projets ont rencontré un accueil favorable auprès des industriels. La cogénération d'électricité et de chaleur ouvre des applications attractives pour des utilisateurs intensifs à la fois de l'une et de l'autre, intéressés à se prémunir des fluctuations des prix sur les marchés.

Or la PPE qualifie systématiquement la chaleur de « *renouvelable ou de récupération* ». Il s'agit dans tous les cas de l'incinération de biomasse, biocarburants ou déchets. La PPE mentionne tout juste la possibilité de chaleur nucléaire et ne l'intègre aucunement à ses plans et dispositifs de soutiens. C'est un manque regrettable pour une solution propre à changer la donne face aux enjeux de décarbonation.

La décarbonation de la chaleur est un objectif majeur. Dans un esprit de neutralité technologique, les SMR calogènes pourraient aussi bénéficier de conditions de développement favorables, pour les aider à réussir, comme en ont bénéficié d'autres technologies de l'énergie bas carbone. Une approche raisonnable consisterait par exemple à substituer systématiquement la formule « chaleur bas carbone » à l'expression habituelle de « chaleur renouvelable ou de récupération ».

4. La PPE3 gagnerait à être accompagnée d'analyses de scénarios alternatifs et à conserver des marges de manœuvre au fil de l'eau

4.1 Une analyse rétrospective de la PPE2 montre combien la prédiction est difficile. Il est essentiel de prévoir des possibles variations de trajectoires

Le *Bilan prévisionnel* de RTE publié à l'été 2024 revisite l'étude de 2021 en explorant la sensibilité des différents paramètres aux « *conséquences d'une non-atteinte, d'un retard ou d'une moindre ambition sur les différentes composantes du scénario de référence* ». C'est d'autant plus important que les prévisions passées ont été en net décalage avec la réalité.

Par exemple, ni la rénovation des bâtiments (85 000 dossiers de rénovation financés en 2024 contre 200 000 attendus), ni le développement des véhicules électriques (moins de 300 000 immatriculations contre 430 000 attendues en 2024), ni la décarbonation de l'industrie n'ont été à la mesure des prévisions¹⁴.

La PPE2 prescrivait de fermer quatorze réacteurs nucléaires. En cours de route, il a été décidé, à l'inverse, de construire de nouveaux réacteurs, à la suite notamment des simulations de RTE. Cela montre bien que les prévisions sont difficiles. En conséquence, des études de sensibilité d'une programmation donnée, des scénarios « *what if* », permettant de tester les conséquences de changements de trajectoire, sont indispensables, à titre prudentiel.

Par ailleurs, certains facteurs exogènes peuvent bouleverser totalement un écosystème énergétique. Les exemples n'ont pas manqué pas au cours de la période couverte par la PPE2 : crise COVID, guerre en Ukraine, corrosion sous contrainte dans les réacteurs nucléaires...

La production et la consommation énergétique sont soumises à ce que l'on appelle, en économie ou en sciences sociales et politiques, *des incertitudes profondes*. Face à ces incertitudes¹⁵, il est important de montrer qu'une programmation est résiliente et robuste. La résilience exprime la capacité à faire face à des scénarios imprévus (épidémie, conflits internationaux, événements météo extrêmes, changement de prix du gaz, de l'uranium). La robustesse exprime de son côté la capacité à modifier ses objectifs en cours de route (production ou consommation en électricité plus basse ou plus haute que prévue, selon les succès des développements de l'hydrogène, de la mobilité électrique, de l'industrialisation, etc.).

Le nucléaire étant l'épine dorsale de notre sécurité d'approvisionnement électrique, la résilience et la robustesse de la PPE revêtent une importance fondamentale pour la filière.

Pour faire face à la difficulté de prévoir, il serait utile de tester la sensibilité des scénarios de la PPE face à des modifications de cible qui pourraient intervenir en cours de route.

Il serait intéressant de considérer par exemple un scénario où la demande en électricité resterait inférieure à 500 TWh d'ici 2030 (voir la section 4.3 : « *le fit for 55* » ne sera pas atteint) et où elle augmenterait ensuite, mais plus lentement que prévu par la PPE3. Les investissements

¹⁴ Source : SGPE – Rencontre avec les partenaires du SGPE, décembre 2024

¹⁵ Une illustration de ces incertitudes est peut-être donnée dans la PPE par les différentes évaluations globales de l'électricité produite et consommée. La consommation est estimée à 508 TWh en 2035 à la figure 1 page 10 du rapport SFEC-PPE, pour une production estimée à au moins 640 TWh au tableau de la page 28 (ce qui suppose plus de 130 TWh d'exportations, ce qui est considérable) et même à 692 TWh à la figure 26 page 78, ce qui est encore pire. La stratégie volontariste de l'offre fait peser un risque de surproduction, si les possibilités d'exportation ne sont pas au rendez-vous, notamment parce que nos voisins développent également leur offre.

nécessaires seraient beaucoup moins importants dans les réseaux autant que pour les moyens de production. Le coût pour l'État des subventions et des rachats garantis serait moins élevé. La pérennisation des installations actuelles est déjà suffisante pour cette demande, avec une optimisation de l'usage du nucléaire existant. Il y a moyen de faire des économies substantielles, tout en se donnant le temps de consolider les prévisions sur une demande en si forte croissance dans les années qui viennent (voir section suivante 4.2).

Les scénarios gagnent à toujours être dans un premier temps centrés sur la minimisation des coûts d'ensemble du système, en prenant en compte toutes ses composantes : la gestion de l'électricité à court terme (c'est-à-dire les coûts liés au maintien de l'équilibre du réseau à différentes échelles de temps, à quelques minutes, à la journée, à la semaine, avec l'arrêt et le démarrage des centrales nucléaires, l'utilisation de batterie de stockage ou d'autres moyens de flexibilité), des investissements de long terme (le coût des réseaux de distribution qui dépend du scénario, le surcoût de développer deux systèmes énergétiques, EnR et nucléaire, fonctionnant l'un et l'autre alternativement plutôt que de manière réellement complémentaire), les surcoûts des subventions associées (tarifs de rachat, contrats pour différence, etc.). Pour un sujet de cette complexité, il est sans doute illusoire de vouloir tout calculer en construisant un grand modèle systémique, mais il serait nécessaire de penser de manière systémique. C'est un élément essentiel de la réussite économique et industrielle de la France.

4.2 De nombreuses interrogations sont structurantes pour l'électricité nucléaire

Différentes tendances à fin 2024 semblent fragiliser les projections de la PPE3 sur les consommations d'électricité. Comme nous l'avons expliqué plus haut, la robustesse de la filière nucléaire dépend hautement des scénarios d'offre et de demande. Quelques grandes questions auront des impacts significatifs sur la filière électrique en général et sur le nucléaire tout premier lieu.

L'hydrogène et les carburants de synthèse

Début 2024 l'Académie des technologies¹⁶ estimait qu'en l'état, « l'objectif d'installation d'électrolyseurs [...] permettrait de satisfaire une demande très supérieure au besoin estimé en 2040 ». L'Académie des sciences¹⁷ considérait de même « comme très optimiste, pour ne pas dire irréaliste » l'objectif de la capacité d'électrolyse à 2035, en raison de coûts élevés et d'une demande atone. Les signaux se multiplient aussi chez les industriels d'un ralentissement des développements.

Selon le journal Les Echos du 24 janvier 2025, « Le baromètre EY réalisé à l'occasion du salon Hyvolution [...] montre que les investissements européens sont en retard. Il apparaît désormais quasiment impossible de tenir les objectifs fixés pour 2030 [...] L'écrasante majorité de ces projets n'en est qu'à une phase préliminaire, à l'issue incertaine [...] Selon les chiffres du secteur annoncés en 2023 [...] plus de 50 GW de projets devaient être opérationnels en Europe en 2030. L'an dernier, avec le report de plusieurs d'entre eux, ce chiffre est tombé à 35 GW - même si le pipeline de projets à 2030 continue, lui, d'augmenter »

Un développement moins rapide de l'hydrogène conduira à revoir les besoins et capacités électriques. Un scénario de type « what if » (et si l'hydrogène ne se développait pas avec l'enthousiasme prévu, quelles seraient les parades dans la trajectoire énergétique et quelles en seraient les conséquences pour le nucléaire ?) mériterait d'être étudié dans le cadre de la PPE.

¹⁶ [Y-aura-t-il trop d'électrolyseurs en 2035 en France pour la demande prévisible ? - Note de l'Académie des technologies](#)

¹⁷ [L'hydrogène aujourd'hui et demain - Rapport de l'Académie des sciences](#) ; voir aussi son cahier d'acteur [N°37 - CPE Académie des sciences - Cahier d'acteur PPE](#)

Les véhicules électriques

L'année 2024 a marqué une rupture de croissance dans l'adoption des véhicules électriques par les français, avec une stagnation des ventes par rapport à 2023¹⁸. Les raisons sont multiples, depuis leurs prix élevés jusqu'à des difficultés dans l'usage (l'autonomie des véhicules, en particulier). Il pourrait se révéler coûteux socialement et politiquement d'imposer le passage au véhicule électrique au rythme souhaité, même si cela reste incontestablement une voie efficace pour décarboner les usages.

L'objectif de 18 millions de véhicules électriques à 2035 représente la production de 4 GW d'électricité. Une moindre pénétration des mobilités électriques, si elle se confirme, amènera également à réviser la demande, avec un risque de surproduction.

La reprise économique et la réindustrialisation, peut-être plus faible que prévue

L'hypothèse d'une croissance forte des consommations électriques différencie la PPE3 des exercices antérieurs. Elle postule le report vers l'électricité des consommations fossiles et le retour sur le sol national de productions délocalisées. Les indicateurs de production industrielle et de consommation électrique par l'industrie ne semblent cependant pas confirmer une telle tendance pour l'instant.

De même, les hypothèses de croissance du PIB prises en compte par la PPE semblent fragilisées par les indicateurs économiques de fin 2024. Cela conduit, là encore, à s'interroger sur les perspectives d'évolutions de la consommation électrique, en particulier pour la production « de base » assurée par le nucléaire.

Là aussi, l'étude de scénarios alternatifs éloignés des prévisions de croissance peut-être optimistes serait de nature à rassurer sur la robustesse de la PPE. Il serait coûteux de programmer des surcapacités d'EnR par rapport à la croissance de l'économie, avec dans le même temps un nucléaire sous-optimisé, mais pourtant incontournable pendant les *Dunkelflaute*.

L'évolution du prix du gaz

Le prix du gaz en Europe a déjà bien décliné depuis le plus fort de la crise en 2022-2023 et le moins que l'on puisse espérer est que la guerre en Ukraine se termine au plus tôt. Des relations commerciales apaisées avec la Russie pourraient ramener les prix du gaz à des niveaux raisonnables.

Cela pourrait décourager les reports de nos consommations d'énergie vers l'électricité.

Comme nous l'avons dit en introduction, pour une électricité massivement disponible et sûre, le choix se fait entre le nucléaire et le gaz. Dans notre pays, nous avons historiquement choisi le nucléaire et il s'est révélé par la suite que c'était aussi un choix heureux pour produire une électricité bas carbone. Mais si le prix du gaz baisse drastiquement, quelle sera la réponse des acteurs politiques, économiques ? La Présidente de la Commission Européenne, Ursula von der Leyen, a émis récemment l'idée d'augmenter les achats de gaz aux États-Unis, pour négocier avec les Américains les taxations sur les produits Européens. Elle a insisté sur les qualités du gaz Américain « *qui est moins cher pour nous et fait baisser nos prix de l'énergie* ». Cela permet de douter de la détermination réelle de l'ensemble des acteurs Européens à décarboner l'économie.

Quelles seraient les conséquences d'une baisse du prix du gaz sur le nucléaire français ? Comment s'assure-t-on de la robustesse de la PPE face à ce type de risque ?

¹⁸ [Dossier de presse Plateforme Française de l'Automobile](#), PFA janvier 2025.

L'évolution des capacités d'interconnexion

Les capacités d'interconnexion nous permettent de soutenir notre réseau en cas de besoin – pointe ou déficit de production comme en 2022 – et d'exporter nos surplus d'électricité. Elles nous permettent de dimensionner au plus juste nos capacités de production pilotables mais nous soumettent aux surplus massifs de productions d'EnR de nos voisins, à des coûts parfois faibles voire négatifs.

L'augmentation des capacités d'interconnexion est à double tranchant, avec le risque d'une part de sous-optimiser plus encore notre système électrique (noyé lors des périodes de surproduction de nos voisins) mais l'opportunité, d'autre part, d'augmenter les exportations d'électricité et de rentabiliser les moyens de production, notamment lorsqu'il n'y a pas de vent sur l'Europe. Le bilan est complexe, d'autant plus qu'il faudrait aussi prendre en compte les flux en boucle (*loop flows*) qui permettent à l'électricité produite en Baltique de rejoindre la Bavière en passant par la France ou la Pologne¹⁹, mais qui ne sont aujourd'hui pas rémunérés.

Comment évaluer ces risques et ces opportunités ? La PPE gagnerait à tenter de répondre à ces questions qui ne sont pas simples du tout.

La durée de vie des réacteurs nucléaires

La PPE3 reprend logiquement une durée de fonctionnement des réacteurs nucléaires « *estimée par EDF à 60 ans* ». Toutefois, les experts s'accordent à penser que ces réacteurs existants pourraient fonctionner plus longtemps. C'est encore plus vrai pour les EPR2, vu les importantes marges de sûreté de ces réacteurs par rapport aux générations précédentes. Sans préjuger des décisions futures de l'autorité de sûreté, il serait intéressant d'en estimer les conséquences sur la rentabilité du parc nucléaire ainsi que sur les scénarios de robustesse de ce parc à venir vis-à-vis de l'approvisionnement en combustible.

Pour atténuer la surproduction : inciter à l'électrification des usages

En conclusion de cette section portant sur les risques de surproduction, un moyen de diminuer ces risques consisterait à favoriser plus franchement la transition des usages vers l'électricité. On peut être surpris que l'accise sur l'électricité pour les particuliers reste deux fois plus élevée que celle sur le gaz. Comment inciter à électrifier dans ces conditions, alors que la PPE3 fait pourtant l'hypothèse hasardeuse d'une électrification massive ?

Orienter la fiscalité pour favoriser la transition des énergies fossiles vers l'électricité serait cohérent avec les grandes orientations de la PPE3.

4.3 Le « fit for 55 » ne sera pas atteint.

La figure 7 montre la consommation brute²⁰ en électricité (courbe bleue) et les simulations menées par différentes prospectives de RTE en 2017, 2019, 2021 et 2023, avec des scénarios bas et haut à chaque fois. En 2017 et 2019, les perspectives étaient plutôt baissières. En 2021 et en 2023, en intégrant le « *fit for 55* », elles deviennent résolument à la hausse. Mais cela correspond de moins en moins à la réalité. Alors que la demande continue à baisser ces dernières années, la condition aux limites élevée fixée par le « *fit for 55* » amène une rupture de pente de plus en plus forte, au fur et à mesure que l'on s'approche de 2030.

¹⁹ En raison de la congestion sur le réseau Nord-Sud en Allemagne

²⁰ « brute » signifie ici non corrigée des variations météorologiques.

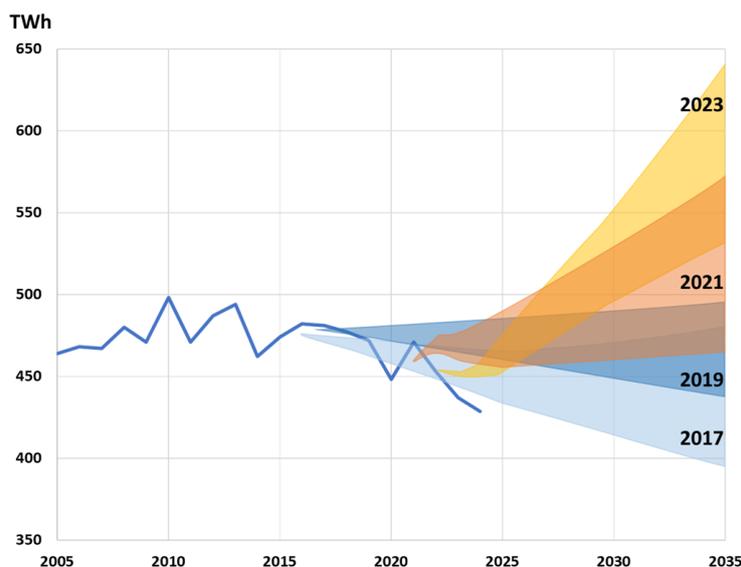


Figure 7 : consommation électrique brute (courbe bleue) et évolution des projections RTE

Le changement de braquet désormais nécessaire pour atteindre l'objectif de réduction des GES de 55 % en 2030 amène à une telle discontinuité de la croissance de l'électricité que cela semble douteux, lorsque l'on regarde les évolutions des années précédentes. C'est évidemment regrettable, puisque nous souhaitons tous décarboner notre économie, mais le réel est là. Tout porte à croire qu'en réalité le « *fit for 55* » ne sera pas atteint²¹, ni en France ni ailleurs. À un moment donné, cette contrainte Européenne volontariste, sur laquelle l'ensemble de la PPE est « bouclée », pourrait donc être relâchée, par nécessité.

Il est troublant que la PPE3 soit construite sur la base d'une directive Européenne dont la réalité semble montrer qu'elle ne pourra malheureusement pas être suivie des faits. Les objectifs actuels de l'Europe sont certes louables, mais ils entraînent de nombreux investissements. S'il s'avère que ces objectifs sont inatteignables, c'est-à-dire si l'électrification des usages d'énergies fossiles n'est pas au rendez-vous, ces investissements auront été trop importants pour le consommateur et pour le contribuable, sans les résultats escomptés sur la décarbonation. La décarbonation ne décrète en effet pas par l'offre, elle s'obtient par la demande.

La PPE3 gagnerait à envisager un « plan B », pour anticiper la révision probable des directives Européennes.

4.4 En guise de conclusion : des marges de manœuvre doivent être conservées pour s'adapter en cours de route, spécialement si la demande n'est pas au rendez-vous

Beaucoup d'objectifs quantitatifs sont inscrits avec une portée normative dans la PPE3. Or se préparer à des perturbations majeures implique de conserver des marges dans la conduite des opérations, donc la possibilité de revoir certains objectifs si la trajectoire dérive par rapport à l'attendu ou si des facteurs exogènes viennent la modifier.

²¹ Pour « boucler » les scénarios, certaines augmentations des EnR sont très volontaristes dans la PPE : la géothermie est multipliée par 5 d'ici 2035, le solaire thermique par 6, la chaleur EnR par 3 ou 4, la récupération de la chaleur fatale par 7, la chaleur à base de déchets de récupération par 55, etc.

La programmation fixe, certes, une trajectoire de référence, mais celle-ci devrait pouvoir être modifiée en cas de nécessité.

Il existe des risques d'une offre trop faible (notamment à la pointe de la demande) mais aussi des risques de surproduction chronique si la demande s'avère plus faible que prévu. Nous avons vu que cette surproduction serait coûteuse pour l'ensemble du système. Ajoutons que les surcoûts décourageront la demande et aggraveront la surproduction. En cas de surproduction, il faudrait absolument être capable de se replier et de limiter l'offre. Pour cela, des marges de manœuvre pourraient être préservées au fil de l'eau, sans attendre la PPE4.

Une possibilité toute simple consisterait, par exemple, dès que la demande se révèle moins importante que prévue, à réduire les objectifs de développements de l'offre, dans la même proportion.

La PPE gagnerait à prévoir un mécanisme de révision des développements de l'offre en cours de route, notamment si la demande s'avère inférieure aux prévisions.

C'est bien la conclusion principale de cet avis. Nous l'avons vu, il existe deux risques : le risque de sous-production et le risque de surproduction. Les deux sont graves : en cas de sous-production, la France est obligée d'importer de l'électricité pour répondre à la demande, ce qui est coûteux. De plus, en raison des temps de développement longs des infrastructures, une réponse à une sous-production structurelle ne peut pas être rapide. À l'inverse, en cas de surproduction, les investissements consentis auront été très importants, qui sont autant de coûts pour la collectivité et pour notre industrie, sans obtenir les résultats attendus pour la décarbonation. Dans ce cas, il n'y aura alors même plus de correction possible puisque le coup sera parti...

D'où l'importance, face aux incertitudes, de suivre année après année, l'évolution de la demande par rapport aux prévisions, de manière à corriger les objectifs de l'offre au fur et à mesure.