

Fiche N°7

La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3



Les objectifs EnRi de la PPE3 en 2030 et 2035 ne sont pas tenables

Le scénario de référence de RTE n'envisage pas de croissance significative des capacités pilotables et se repose sur la mise en œuvre de « flexibilités » mal évaluées, dont le réalisme est loin d'être assuré aux horizons 2030 et 2035 (voir *Fiche N°8 - La flexibilité – les doutes de RTE et de PNC-France*). Dans le même temps, nos voisins, s'ils tiennent leurs engagements, auront arrêté leurs centrales au charbon et se trouveront en déficit de centrales pilotables ou, plus probablement car ils sont prudents, ils maintiendront un niveau de puissance pilotable robuste qui leur permettra de nous alimenter lors des pointes, mais à des prix stratosphériques.

Il faut absolument **remettre en cause** les principes de gestions actuels :

- Le principe **d'appel de puissance en fonction du coût marginal** qui donne aux EnRi une quasi-priorité sur le réseau alors qu'elles sont sans responsabilités sur l'équilibre du réseau.
- Le principe **d'évaluation des EnRi fondé sur leur seul coût direct**, qui ne tient pas compte de leurs externalités négatives. C'est la raison principale de l'envolée du prix de l'électricité en France. Le solaire devrait inclure le coût des batteries de stockage, l'éolien celui des centrales à gaz de compensation et l'éolien marin des liaisons avec le réseau continental par exemple.
- Le principe de **rémunération des EnRi bénéficiant de garanties de prix d'achat lorsqu'elles ne produisent pas** en cas de surproduction
- Le principe de **non-rémunération des services rendus par le nucléaire et l'hydraulique**, à savoir leur flexibilité et leur contribution irremplaçable à la stabilité du réseau

Par ailleurs, il serait destructeur de développer les interconnexions transfrontalières à un niveau qui déresponsabiliserait les pays qui ont privilégié un développement excessif d'EnRi sans dimensionner leurs flexibilités au niveau requis par leur intermittence. Le niveau actuel d'interconnexions transfrontalières de la France est en effet largement suffisant. Selon la CRE, la capacité commerciale moyenne mise à disposition par RTE en 2023 a atteint 20,6 GW à l'export et 18,7 GW à l'import. Or les échanges entre la France et ses voisins n'ont été en 2022 et 2023 que de 12,9 GW au maximum à l'import et de 15 GW à l'export.

Il faut comprendre que le système actuel, avec des objectifs de surcapacités intermittentes considérables, génère une grande volatilité des prix, encourage les spéculations, et conduisent à fragiliser le modèle économique du nucléaire français dont les performances en termes d'émissions de CO₂ sont meilleures que celles de tous les autres moyens de production. Toutes ces questions sont vitales car 2035 c'est demain.

Les décisions concernant le renouvellement du parc nucléaire doivent être prises dès maintenant, sachant qu'elles seront difficiles à négocier et à mettre en œuvre dans un cadre européen hostile à la politique énergétique nationale.

Un changement de paradigme

Le développement massif et incontrôlé des Énergies Renouvelables Intermittentes (EnRi) sur la plaque européenne oblige les consommateurs à s'adapter à la production car une quasi-priorité d'approvisionnement du réseau est accordée aux EnRi. Pourtant RTE, comme la CRE, s'aligne sur les diktats germano-européens, sans alerter explicitement le gouvernement de leurs impacts sur le mix français.

« Le développement de la production renouvelable conduit progressivement à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de « consommation résiduelle », c'est-à-dire la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et photovoltaïque. Celle-ci devient alors l'indicateur pertinent pour caractériser le besoin de pilotage auquel doit répondre le système électrique » (RTE). Le responsable doit payer les errements du non responsable !

Les stratégies des États européens, nombreux à s'engager vers des mix électriques majoritairement composés d'EnRi, tendent à confirmer que la consommation résiduelle constituera de façon croissante le principal déterminant de l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne et le principal inducteur des flux entre pays. Le principe de subsidiarité du traité de Lisbonne est ainsi bafoué.

Nucléaire et flexibilité

La flexibilité du nucléaire français est reconnue mondialement. La fiche N° 6 « *Équilibre du réseau électrique et Mécanisme de capacité* » détaille les particularités du pilotage du parc nucléaire, qui a dû très tôt s'adapter aux variations de consommation qui dépassaient la puissance nucléaire installée. Le parc accepte, sans impact notable sur sa durabilité, et avec d'autres énergies pilotables comme les centrales à gaz et l'hydroélectricité, de faire varier la puissance nominale (PN) des réacteurs pour assurer :

- Le réglage primaire et secondaire par des mouvements relativement rapides, de 5% PN par minute en jouant avec l'inertie des groupes tournants, en utilisant un pilotage par barres grises uniques au monde, et en comptant sur une réserve de puissance de 2 %.
- Les variations de la consommation, plus lentes mais plus profondes, de 2 à 5% PN par minute, avec des baisses possibles de 70 % de la puissance d'un réacteur en 30 minutes pendant les deux premiers tiers du cycle.
- Les variations saisonnières de consommation, en jouant avec une gestion temporelle adaptée des arrêts de tranche.

Il faut cependant tenir compte de contraintes de sûreté sur le combustible et du placement des arrêts de tranches. De ce fait, toutes les tranches du parc ne sont pas simultanément éligibles au suivi de charge.

Le changement de paradigme évoqué en introduction bouscule une organisation rodée et efficace car le nucléaire doit désormais s'adapter de plus en plus à une intermittence de production, d'origine nationale comme européenne, tout en assurant la régularité de la fourniture.

Les EnRi et l'intermittence : une réalité qui dérange

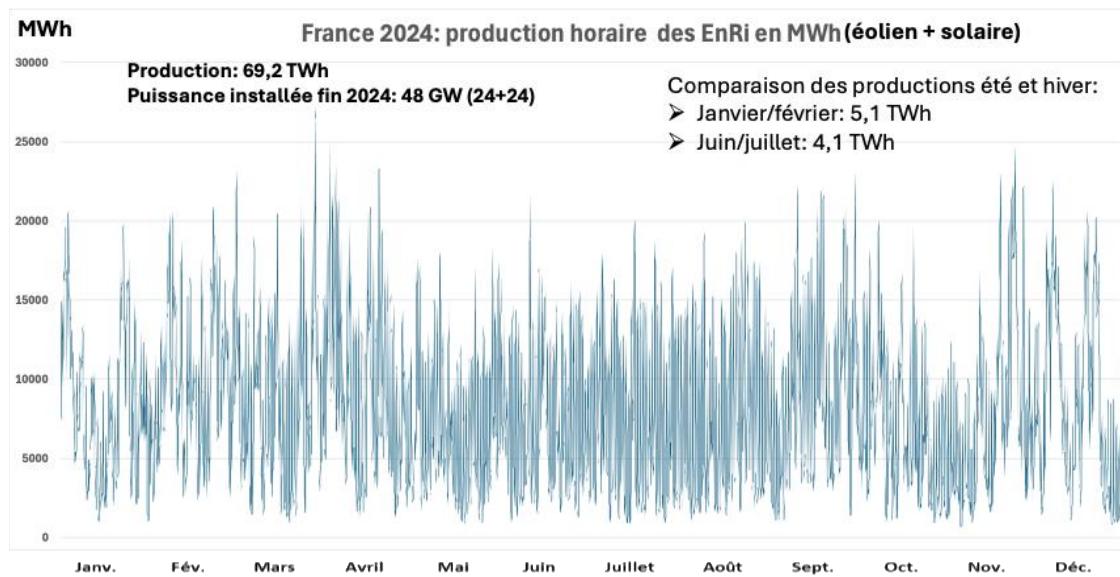
Nos capacités intermittentes (éolien et photovoltaïque essentiellement) sont devenues significatives. Leur puissance cumulée devrait être proche de 47 GW fin 2024, soit 74 % de celle du nucléaire. Leur variabilité devient un défi, amplifié par la surcapacité de voisins dont la production circule presque librement sur le réseau européen (le parc EnRi allemand sera proche de 160 GW fin 2024, soit le double de son appel de puissance).

Quel est le constat en cette année 2024 et que sera la situation en 2035 si les règles ne changent pas ?

Nucléaire et EnRi en 2024

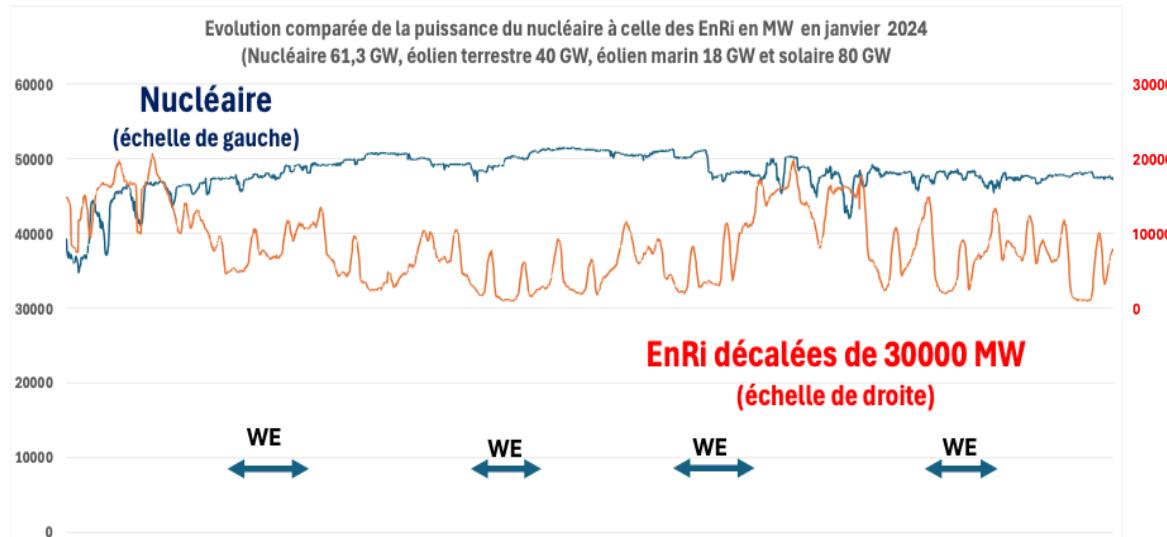
Avec 48 GW fin 2024 les EnRi françaises ont un impact très difficile à évaluer compte-tenu de la liberté de circulation de l'électricité et de l'importance des échanges transfrontaliers. Pour compliquer l'équation, les productions des EnRi européennes empruntent des circuits complexes de circulation (le courant ne va pas directement vers son utilisateur, mais il emprunte le chemin le moins résistant électriquement, donc les lignes les moins chargées). Mais parallèlement il faudrait donner priorité, ce qui n'est pas le cas, aux appels de puissance pilote décarbonée de pays qui veulent limiter les émissions des centrales à combustibles fossiles.

Nous sommes en présence avec les EnRi d'une fourniture fatale d'énergie qui n'a pas la capacité de compenser l'écart d'appel de puissance entre hiver et été comme le montre la figure ci-dessous.



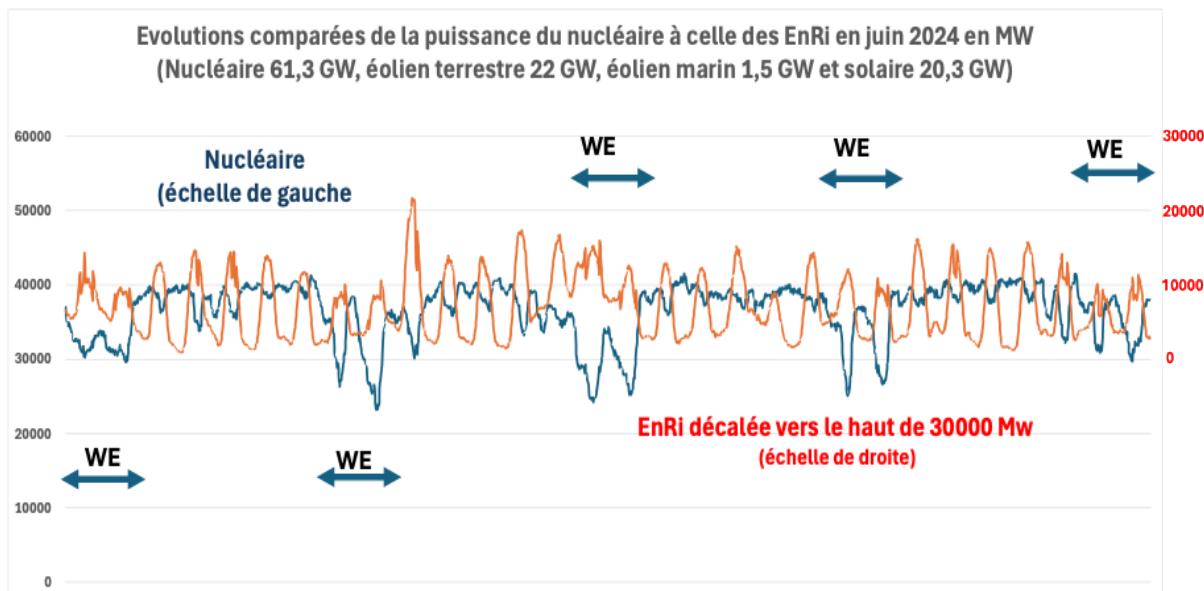
Globalement la production hivernale des EnRi est très irrégulière et est globalement moins productive, alors que les besoins sont plus importants qu'en été.

Si on examine le détail de la production en janvier 2024, ci-dessous, la comparaison des puissances délivrées montre peu d'impact des EnRi sur la production du nucléaire.



Dans cette figure les productions EnRi ont été décalées vers le haut de 30 GW afin de mieux visualiser l'effet temporel, mais l'amplitude des variations est respectée. On constate un impact très faible, voire contre-intuitif, des pics de production des EnRi sur la puissance délivrée par le nucléaire. Les besoins hivernaux et la volonté de décarboner de l'Europe permettent à nos productions d'EnRi de trouver usage sans guère affecter la production globale nucléaire, même si elle doit s'effacer parfois de quelques GW lors des pics de production des EnRi.

La situation estivale est très différente, comme le montre la figure ci-dessous, avec également les EnRi décalées vers le haut de 30GW.



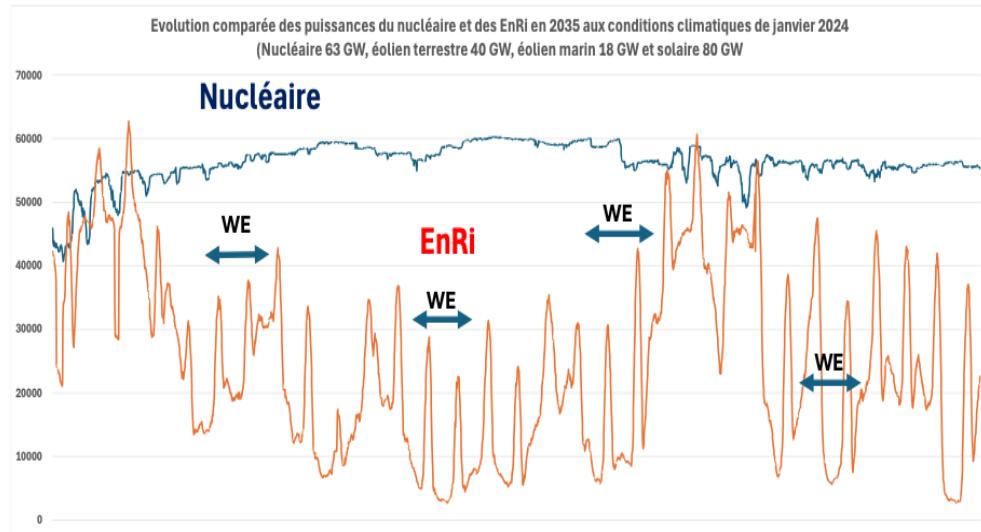
L'impact du solaire apparaît plus clairement, d'une dizaine de GW pendant les WE, et de quelques GW en semaine, avec un impact en énergie encore faible (moins de 2 %), car seulement diurne. Parallèlement, le niveau de production de l'éolien est faible.

Nucléaire et EnRi en 2035

Qu'en sera-t-il en 2035 si les objectifs de la PPE3 se concrétisent, soit 40 GW d'éolien terrestre, 18 GW d'éolien marin et 80 GW de solaire (l'objectif maximal étant de près de 100 GW) ?

Dans les deux figures ci-dessous, nous avons gardé la contribution du nucléaire identique à celle de 2024, augmentée de 17 % pour tenir compte d'un nucléaire historique ayant retrouvé son niveau de production et de l'apport de l'EPR de Flamanville. Il n'est pas possible en effet de prévoir un profil du nucléaire acceptable avec l'organisation actuelle de la production, qui donne un avantage indu à la production intermittente, sans règles de protection des productions pilotes. Ce profil est donc purement indicatif et correspondrait à une utilisation optimisée du nucléaire. Le profil EnRi est pour sa part extrapolé linéairement en fonction des capacités installées, en supposant une situation climatique similaire à celle de 2024.

En hiver (figure ci-dessous), l'éolien domine mais est extrêmement irrégulier avec des pics de puissance élevés et des temps calmes prolongés :

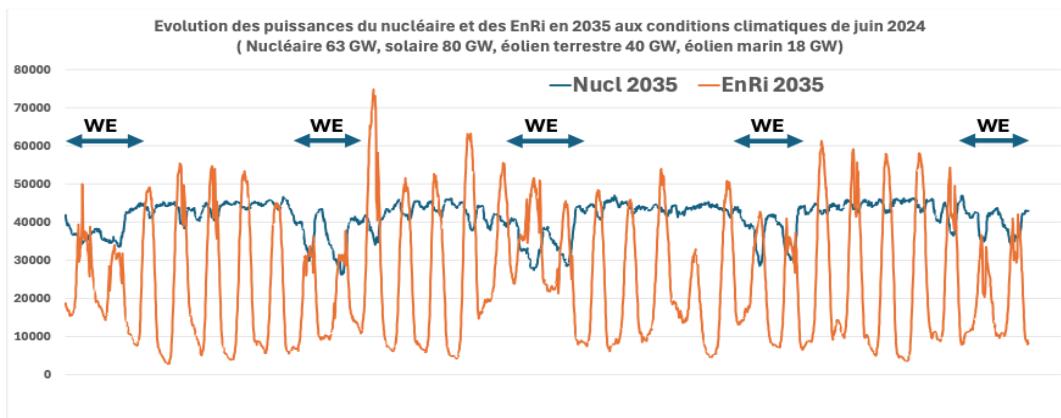


Les puissances délivrées par les EnRi peuvent être très importantes, jusqu'à plus de 60 GW en milieu de journée. Le pic solaire est étroit mais significatif (35 GW), mais la production journalière est faible car les journées sont courtes (production 4 à 5 fois plus faible que l'été). La puissance EnRi peut alors dépasser la puissance du nucléaire et la simultanéité des vents en Europe de l'Ouest laisse craindre des maximums considérables car il y aura près de 500 GW d'éolien et 500 GW de solaire installés à cette date.

La contribution des EnRi peut aussi être très faible sur des périodes d'une dizaine de journées avec des apports presque nuls en début et fin de journée et une production solaire significative mais brève. Se posera alors crûment la question de la puissance pilotable disponible en France alors que RTE ne propose que 1 GW de batteries et reconnaît aujourd'hui un déficit de 10 GW par rapport au critère réglementaire.

Or l'expérience des années passées montre que la capacité réellement disponible en hiver d'autres moyens de production que le nucléaire n'est que 28 à 30 GW au maximum (hydraulique 17/24, gaz 9/12,6, fioul 1,5/2,6 et bioélectricité 2 GW). Le sous équipement en capacités pilotables en France est donc patent.

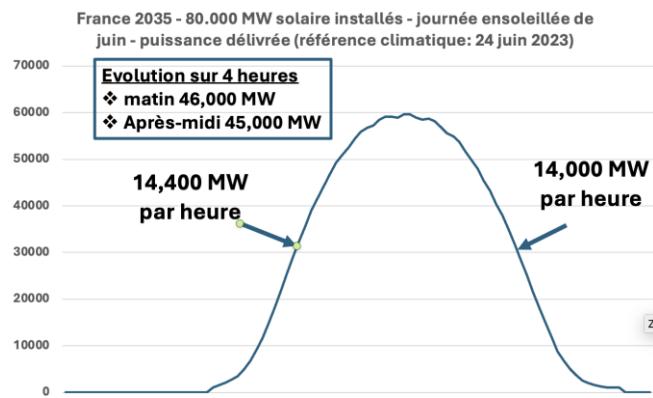
En été les ambitions sur le solaire, de 80 à 100 GW, sont potentiellement cataclysmiques :



La puissance solaire dépasse largement un appel de puissance qui sera d'environ 45 GW. Et l'Europe de l'Ouest ne s'étend que sur deux fuseaux horaires, avec des surproductions quasi simultanées et 500 GW installés prévus en 2035.

Une cinétique des variations de puissance insoutenable.

La figure ci-dessous présente ce que sera l'évolution de la puissance du solaire sur une journée avec 80 GW installés en 2035 par une journée ensoleillée de juin. Les cinétiques sont considérables, de 14,4 GW par heure et de 46 GW sur 4 heures en milieu de matinée puis dans l'après-midi, auquel s'ajouteront parfois des fluctuations brutales de l'éolien. Et bien sûr la variation totale française, matin et soir, sera d'environ 60 GW, soit quasiment la puissance du nucléaire.



Et ces deux mouvements à la hausse puis à la baisse se présenteront quotidiennement pendant les 4 à 5 mois d'été avec des pics quotidiens qui oscillent entre 45 et 60/65 GW quand le besoin en milieu de journée sera limité à une cinquantaine de GW. Les autres capacités de production seront, en se référant aux années passées, le nucléaire (40 GW), l'hydraulique (moins de 10 GW), le gaz (moins de 8 GW) et la bioélectricité (moins de 1 GW).

Hors écrêtage et stockages massifs de la production intermittente en milieu de journée, il faudrait arrêter la quasi-totalité des moyens de productions pilotables décarbonés, ce qui est irréaliste techniquement et serait destructeur financièrement.

LISTE DES FICHES TECHNIQUES

[Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes.](#)

[Fiche 2 : L'invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique.](#)

[Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi.](#)

[Fiche 4 : Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ?](#)

[Fiche 5 : La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par des « loop-flows » erratiques liés à la libre circulation d'une électricité intermittente non contrôlée.](#)

[Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 \(sur la base des chiffres 2019\) ?](#)

[Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3.](#)

[Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE \(et les inquiétudes de PNC-France\) sur la flexibilité.](#)

[Fiche 9 : Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'intermittence.](#)

[Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité.](#)

[Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien.](#)

[Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?](#)