

La PPE3, énergie et électricité, une évolution qui reste très décevante

Avis de PNC-France

PNC-France a présenté, dans son cahier d'acteur, ses doutes sur le réalisme et les ambitions de la PPE 3 et de la SNBC. Vous trouverez ci-dessous une synthèse de nos observations : « **PPE3 et SNBC3 : des évolutions très décevantes, voire contre-productives vis-à-vis des objectifs climatiques** ». Elle repose sur une douzaine de fiches d'analyse plus détaillées, qui sont jointes à cette synthèse, et qui présentent nos données chiffrées et les questions techniques et financières qui ne peuvent être ignorées.

Nos principales observations et conclusions sont :

- Les objectifs globaux 2030 sur la consommation d'énergie et les émissions de CO2 nous semblent inatteignables. Le gouvernement devrait faire preuve de réalisme face à un risque de décroissance continue de notre économie.
- Les décisions sur le nucléaire, qui vont dans le bon sens, même s'ils manquent encore de vision stratégique à long terme, tardent inutilement à être mises en œuvre.
- Les objectifs de la PPE3 dans le domaine de l'électricité, largement inspirés par le scénario de référence de RTE, font peu de cas de réelles difficultés techniques, qu'il s'agisse de la robustesse de la production (elle repose sur les énergies pilotables qui ont perdu 12,4 GW de 2011 à 2024, à l'extrême variabilité d'énergies intermittentes dont la croissance est très excessive (et qui vont peser lourdement sur la gestion du parc pilotable), de la saturation de notre réseau par des productions extraterritoriales irresponsables. Il en résulte une croissance mortifère du prix de l'électricité.

Notre mix électrique est confronté à une mise en concurrence déloyale avec des gestionnaires de capacités pilotables pleinement responsables de l'équilibre du réseau, et des énergies renouvelables intermittentes (EnRi) qui n'ont aucune responsabilité, bénéficient de subventions et d'une garantie de distribution, et ne supportent que leurs coûts directs. De plus des fournisseurs dits « alternatifs », qui n'ont pas investi en moyens de production, ont acquis à bas coût entre le tiers et le quart de la production nucléaire, et sont protégés par un principe de contestabilité générateur de prix élevés. Tout est réuni pour que le marché soit extrêmement volatil et que se développe une spéculation effrénée.

L'Europe enfin ne respecte pas ses traités et tente de prendre le leadership sur le secteur de l'énergie, sans prise en compte des spécificités de chaque État-membre. Elle n'a pas respecté le principe de neutralité, qui étaient de son devoir, et refuse d'évoluer en utilisant tous les pièges introduits contre le nucléaire dans la réglementation européenne depuis deux décennies (Taxonomie, green deal, ...), malgré la crise économique qui frappe l'Europe,

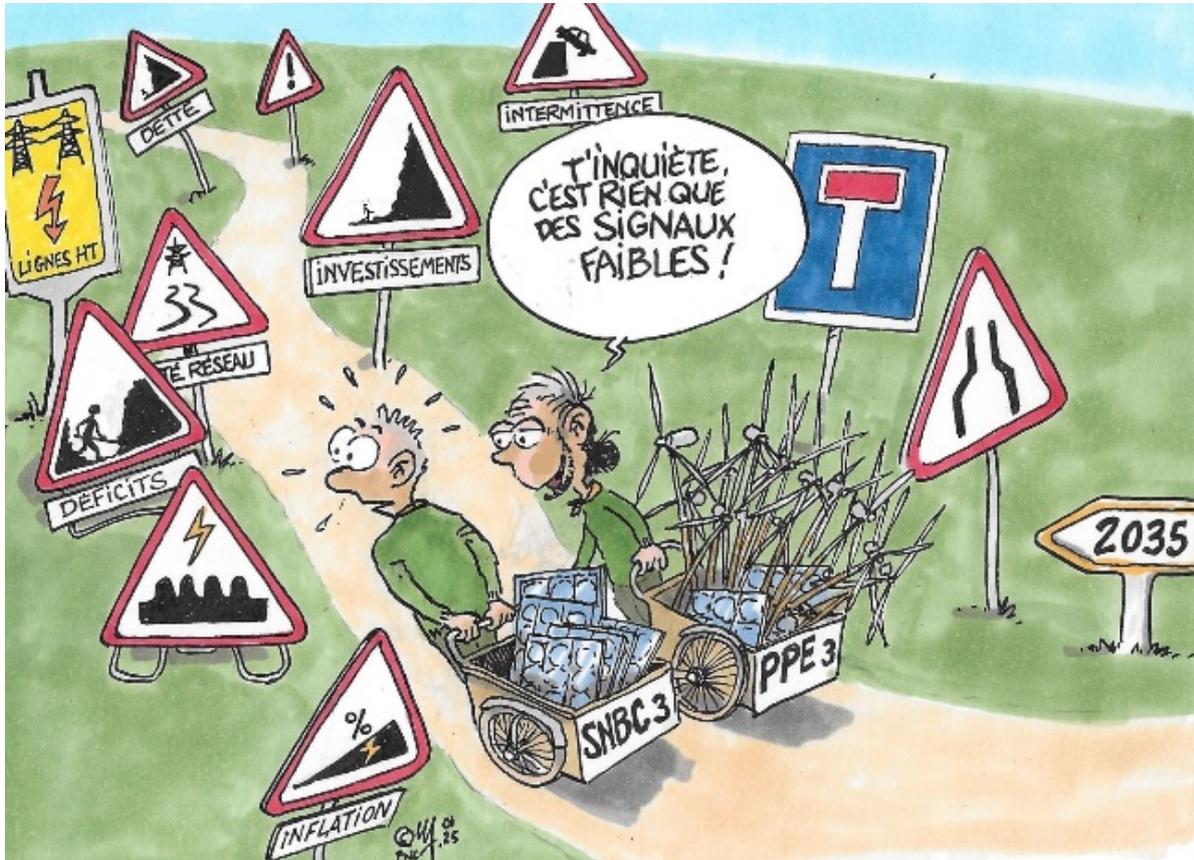
PNC-France considère que la France doit, réaffirmer sa souveraineté dans le domaine de l'énergie, refuser les exigences techniques que veut imposer la technostructure européenne à notre mix électrique, se protéger des excès de ses voisins, exiger que toutes les énergies décarbonées bénéficient d'une neutralité technologique et d'un soutien financier égal. L'objectif climatique doit être prépondérant, l'objectif d'efficacité énergétique concourants à sa réussite pour que l'Europe retrouve dynamisme et compétitivité.

Le dossier ci-dessous comprend :

- Une synthèse des avis de PNC-France suivie d'une liste de fiches techniques
- Les 12 fiches techniques répondant à des questions importantes. Ces fiches ont été conçues pour être autoportantes, ce qui conduit à quelques redondances mais ce qui permet à chacun, sur la base de ses intérêts, d'examiner plus en détail les analyses de PNC-France.

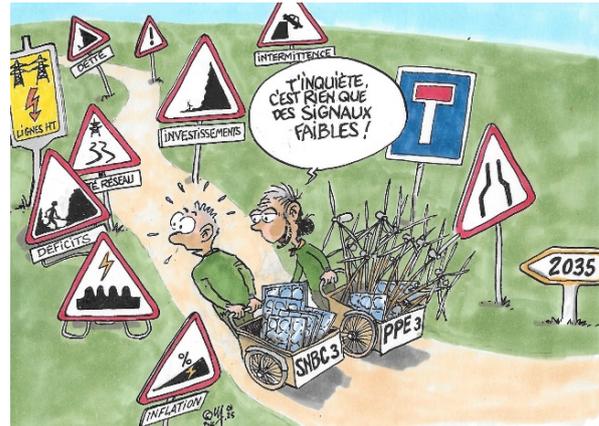
Il a été établi par Jean-Pierre Pervès, Jean-Pierre Robin et Nicolas Waeckel, avec les contributions de Nathalie Beauzemont, François Brunschwig, Jean Fluchère, Michel Naud, Jean-Pierre Riou, Georges Sapy

Dessin Nicolas Waeckel :





PPE3 et SNBC3 : des évolutions très décevantes, voire contre-productives vis-à-vis des objectifs climatiques. Une synthèse des avis de PNC-France



Le rôle de la PPE3, comme de la SNBC, est d'accompagner une transition énergétique fondée sur l'électrification massive des usages.

Cette perspective n'est envisageable qu'en garantissant une sécurité d'approvisionnement, souveraine et sans faille, avec une électricité fiable, bon marché et disponible à chaque instant. En multipliant par 3 les objectifs de développement en EnRi des versions antérieures de la PPE, sans tirer les leçons des échecs du « tout renouvelable » prôné par l'Allemagne et la Commission Européenne, la troisième version de la PPE est particulièrement décevante, voire contre-productive : la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) et de la consommation d'énergie dans les bâtiments et les transports, objectif crucial, ne peut pas se concrétiser avec une électricité de plus en plus chère, nécessitant des subventions et des aides, tout en creusant notre déficit commercial. Nous constatons ainsi que la consommation électrique du pays stagne depuis une quinzaine d'années et que le tiers des gains sur la consommation d'énergie finale résulte d'une désindustrialisation qui s'accélère avec la croissance des prix de l'énergie, et de l'électricité en particulier. La stratégie européenne, centralisatrice et autoritaire, à laquelle nos gouvernements successifs se sont pliés, se solde par un échec flagrant.

La décarbonation de notre électricité est acquise, elle l'est à 95 % avec des émissions limitées à 21,3 gCO₂eq/kWh en 2024, huit fois moins qu'en Allemagne. Malgré l'apport supplémentaire de 33 GWe d'éolien et de solaire photovoltaïque, nos émissions de GES n'ont pas baissé depuis 2015, ce qui interroge sur les ambitions affichées dans la PPE3 de multiplier à marche forcée les parcs d'Énergies Renouvelables intermittentes (EnRi).

Nous ne pouvons que nous interroger lorsque RTE déclare : « *la France dispose [...] d'une électricité bas carbone abondante pouvant être mobilisée pour décarboner son économie ou limiter l'utilisation du charbon et du gaz dans la production d'électricité européenne, avec une grande efficacité climatique et économique* ». Est-ce le rôle de la France, dont l'économie est fortement fragilisée, de décarboner le mix de ses voisins dont la politique énergétique nécessite un taux incompressible de sources de production pilotable fossiles ?

Il est urgent de se préoccuper de l'évolution du prix de l'électricité en France qui a beaucoup trop augmenté en raison de l'intégration des coûts complets des EnRi et de l'activisme antinucléaire de la Commission européenne. Il s'agit de remettre le prix de l'électricité en adéquation avec le coût de production du mix français et de le rendre ainsi plus compétitif.

Pour parvenir à la décarbonation des usages et favoriser la réindustrialisation du pays, la consommation d'électricité doit croître, progressivement et substantiellement, grâce à une électricité bon marché.

Pour y parvenir il faut que l'on restaure la souveraineté énergétique de la France et que l'on maîtrise mieux le développement dispendieux des EnRi, en tenant compte des besoins réels.

Est-il crédible d'annoncer des objectifs très (trop) ambitieux alors que le retour d'expérience montre que la stratégie proposée présente des faiblesses criantes ?

En utilisant les éléments du Service des Données et des Études statistiques (SDES) pour faire un bilan des actions lancées dans le cadre des premières PPE, on constate rapidement que les objectifs affichés dans la PPE3 sont inatteignables (Fiche N°1) :

- La baisse de consommation d'énergie finale fossile de 2011 à 2023 n'a été que de 9%, soit 149 TWh, pour des investissements estimés par l'I4CE (Institut de l'économie pour le climat) à 978 Mds€, dont 420 Mds€ pour le bâtiment et 371 Mds€ pour les transports. Or la PPE annonce des objectifs de baisse supplémentaires de 273 TWh d'ici 2030 et de 416 TWh d'ici 2035 ! Il faudrait donc une accélération annuelle de la baisse de consommation 3 puis 6 fois plus rapide que celle observée pendant la période 2011-2023. **La réalité des évolutions techniques dans les secteurs majeurs du bâtiment et du transport, ainsi que les contraintes économiques et budgétaires actuelles, rendent les objectifs de baisse de la consommation d'énergie finale de la PPE3 irréalistes.**
- Les émissions de GES, 261,5 MtCO₂eq en 2023, devraient, selon les directives européennes de 2023, être réduites à 202 MtCO₂eq d'ici 2030, soit une baisse de 60 MtCO₂eq sur 7 ans. Or la baisse des émissions de GES lors des 7 dernières années n'a été que de 47 Mt, dont 39 Mt sont directement liées à la crise COVID et à la hausse du prix de l'énergie. **L'objectif affiché par la PPE3 de baisser les émissions de GES de 8,6 MtCO₂eq par an d'ici 2030 contre 2 à 3 MtCO₂eq par an ces dernières années est irréaliste.**

Ces constats conduisent à nous interroger sur l'efficacité des investissements « climatiques ». En 12 ans, les consommations dans les transports et le bâtiment n'ont baissé que de 4,5% et 8%, les baisses de consommations dans les bâtiments rénovés sont moitié moindres de celles affichées par les promoteurs de la stratégie, et le développement des voitures électriques marquent le pas. Pourquoi les institutions dédiées, telles que la DGEC ou l'ADEME, n'ont-elles pas réalisé des analyses coût-bénéfice de ces centaines de Mds€ investis au bénéfice du climat ? le prix de la tonne de CO₂ évitée a-t-il été évalué ? Une étude d'optimisation des investissements est-elle disponible ?

PNC-France émet de sérieux doutes sur le réalisme des objectifs retenus par la PPE3 car ils ne tiennent aucunement compte du retour d'expérience des actions initiées dans les PPE précédentes.

Pour respecter nos objectifs climatiques, il est primordial de remplacer les objectifs de puissances installées d'EnRi par des actions dynamiques visant à substituer les énergies fossiles utilisées dans tous les secteurs par une électricité bon marché et compétitive, c'est-à-dire non subventionnée.

La renaissance du nucléaire ? oui, mais...

PNC-France se félicite de l'évolution imprimée par le discours de Belfort du Président de la République le 10 février 2022, ainsi que de la création de l'Alliance européenne pour le nucléaire initiée par Madame Agnès Pannier-Runacher. Ceux qui, à tous les niveaux de l'État, prônaient une sortie progressive du nucléaire avec l'arrêt de 14 réacteurs dès 2025, puis en 2035, ont reconnu la nécessité d'engager six EPR2, conformément au rapport d'Escatha/Collet-

Billon de 2018. Malheureusement, et contrairement aux EnRi, cette reconnaissance n'a pas été suivie de décisions concrètes : seule EDF s'est réellement engagée alors que ses capacités d'autofinancement dans le nouveau nucléaire sont régulièrement obérées par les prélèvements de l'État ou les ventes forcées à bas prix dans le cadre de l'ARENH. Est-il nécessaire de rappeler une fois encore que le nucléaire irrigue tout le tissu industriel de haute technologie français alors que les nacelles éoliennes et les panneaux photovoltaïque, largement subventionnés, sont très majoritairement importés ?

La filière et EDF ont démontré avec brio leur capacité à faire face aux défis techniques tels que la corrosion sous contraintes ou la nécessité de suivre les fluctuations de plus en plus importantes des productions des EnRi (Fiche N°7). Les conséquences financières du cumul de ces contraintes avec l'impact de la crise du gaz doivent être prises en compte, la capacité pilotable française étant clairement devenue insuffisante, comme rappelé régulièrement par l'ASNR, puis la commission d'enquête sénatoriale Delahaye de 2024 sur les prix de l'électricité.

De fait, le nucléaire est fiable, souverain et pilotable, mais c'est une technologie capitalistique, nécessitant un taux de production le plus élevé possible pour réduire l'impact relatif des coûts fixes. La priorité donnée aux EnRi, également capitalistiques, tout en étant moins décarbonées que le nucléaire (en particulier le solaire dont l'empreinte carbone est 10 fois plus élevée), et dont la production restera aléatoire et la durée de vie 3 à 4 fois moindre que celle du nucléaire, constitue une question prégnante qui ne doit absolument pas être ignorée. **Mettre en compétition nucléaire pilotable et EnRi aléatoires conduit à cumuler des investissements colossaux (double capacité de production pour pallier l'intermittence, extension du réseau et développement coûteux des flexibilités), sans gain sur les émissions de GES.** De plus, dans son Rapport 2025, l'Inspecteur Général de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection écrit : *« J'estime que la priorité donnée aux EnRi, dans une complémentarité unilatérale nucléaire-EnRi, 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 ».*

La question du financement du nucléaire (Fiche N°12) est en suspens et les récentes décisions ne vont pas dans le bon sens : l'État continue de prélever chaque année une part des résultats d'EDF (2 Mds € en 2024 !) malgré son endettement. Par ailleurs, même si le dispositif destiné à succéder à l'ARENH début 2026 semble prendre en compte la réalité du coût de production du nucléaire historique, c'est toujours la CRE qui est chargée d'en proposer le niveau. Ce n'est guère rassurant vu la manière dont elle a géré l'ARENH de 2011 à 2025, délétère pour les comptes d'EDF et pour ses clients. Il est à craindre, en particulier, que le coût du nucléaire historique proposé par la CRE n'intègre pas de marge d'autofinancement de l'entreprise pour renouveler son parc de production, ce qui serait totalement irresponsable.

Enfin d'un point de vue stratégique, la France doit valoriser son cycle du combustible fermé, unique au monde, en complétant sa filière de Réacteurs à Eau Pressurisée (REP) avec un nucléaire durable fondé sur des surgénérateurs. Cela permettrait, entre autres, d'utiliser le stock considérable d'uranium appauvri présent sur le sol français, issu de ses usines de séparation isotopique, et de s'affranchir des tensions géopolitiques internationales. Il y a donc urgence à relancer la R&D sur les réacteurs surgénérateurs, malencontreusement mise en sommeil par le CEA en 2018.

PNC-France estime que des décisions concernant la relance du nucléaire doivent être prises sans tarder et clairement annoncées dans la PPE3. Procrastiner fragilise inutilement notre industrie et les performances de notre mix à l'horizon 2050.

A ce titre le gouvernement doit s'engager dès cette année sur la construction de 14 EPR2 afin de reconstituer un tissu industriel complet, ouvert sur l'export en tant que de besoin.

PNC-France s'inquiète de l'absence de vision stratégique à long terme de la PPE3 qui ne dit mot sur la R&D et l'étude d'un projet de prototype de réacteur surgénérateur.

Un interventionnisme européen de plus en plus insupportable et des ambitions hors sol

Les traités en vigueur indiquent clairement que le nucléaire doit bénéficier d'un soutien de la Commission européenne (traité Euratom) et que le principe de subsidiarité doit s'appliquer dans le domaine de l'énergie (traité de Lisbonne).

Or la Présidente de la Commission vient de nommer trois personnalités radicalement antinucléaires à l'environnement, à l'énergie et dans son cabinet, ce qui démontre à l'évidence qu'elle souhaite poursuivre sa stratégie d'opposition au nucléaire. Les principes fondamentaux précédemment rappelés sont ainsi bafoués, avec la complicité des ministres français de l'environnement qui se sont succédé jusqu'en 2020. La CE s'attache à promouvoir exclusivement les énergies renouvelables, en imposant aux États-membres des objectifs de niveaux de puissances installées, sans prendre en compte leurs spécificités. Cette orientation est confirmée dans le cadre de « La Boussole de compétitivité » et de l'effort de simplification annoncés, qui se focalisent, comme antérieurement, sur les EnRi, les réseaux et les moyens de corriger leurs variabilités. Dans le domaine du nucléaire, seule la fusion trouve grâce à leurs yeux, car hors d'atteinte à l'horizon 2050, ce qui peut être vu comme une manœuvre dilatoire à peine dissimulée.

La définition de notre mix électrique souverain est de la responsabilité de la France.

PNC-France recommande que le gouvernement français s'oppose par tous les moyens, y compris juridiques, aux tentatives de la Commission Européenne d'imposer ses vues, alignées sur celles de l'Allemagne et quelques pays européens, en contradiction avec les traités en vigueur. Il peut en cela s'appuyer sur l'Alliance européenne pour le nucléaire. Le principe de neutralité doit s'imposer à la commission européenne

La PPE3, de même que la SNBC3 ou le PNIEC, devraient réaffirmer le rôle de l'État dans ce domaine et exiger de la CE le respect des principes précités.

PNC-France rappelle que l'objectif est avant tout climatique et ne peut se réduire à un pourcentage de puissances installées d'énergies renouvelables électriques, fortement aléatoires.

Des contraintes techniques sous-estimées au niveau national.

Aléatoires et intermittentes les Énergies Renouvelables Intermittentes (EnRi) vont avoir un impact de plus en plus considérable : si les objectifs de la PPE3 se concrétisent, les évolutions de la puissance quotidienne délivrées par les EnRi deviendront prépondérantes en regard des évolutions attendues de la consommation. Dès 2030, les variations horaires de puissances appelées seront considérables, atteignant fréquemment de 15 à 20 GWe, et les variations journalières seront de 60 à 70 GWe quotidiennement (Fiche N°3). Il faut rappeler que la puissance garantie disponible en France aujourd'hui, maintenance et indisponibilités incluses, n'est que d'environ 80 GWe au cœur de l'hiver et de 50 GWe en été et qu'un socle de base solide doit être préservé (Fiche N°6).

Or les EnRi offrent une puissance garantie très limitée au niveau national, de quelques GW au plus, quel que soit le niveau de puissance installée. Même au niveau européen fortement interconnecté, il n'y a pas toujours du vent et du soleil quelque part, contrairement à ce qu'affirme la Commission Européenne. Ce début d'année 2025 a clairement montré qu'un anticyclone pouvait se positionner sur l'Ouest européen pendant plus d'une semaine.



Globalement, même si l'éolien est plus présent en hiver et le solaire en été, les EnRi ne peuvent assurer un suivi saisonnier, réservé aux capacités pilotables (Fiche N°2).

La productivité du nucléaire, et donc le coût de son énergie, va souffrir des surproductions des EnRi, prioritaires sur le réseau (Fiche N°7). RTE rappelle que « *le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire* ». Une puissance installée d'EnRi, supérieure à celle des énergies pilotables, va rendre impossible la gestion de ces dernières. Or la PPE3 propose environ 150 GWe d'EnRi, soit près du double de la puissance pilotable.

Certes RTE propose de corriger ces inconvénients en développant les flexibilités de la production et de la demande. Mais, curieusement, il n'aborde pas la question de la cinétique de variation des productions d'EnRi. Face à la centaine de GW d'EnRi envisagés par la PPE3 en 2030, RTE ne propose que 4 GWe d'effacement, 1 GWe de batteries et un pilotage de 35 % des batteries de voitures, très hypothétique. Le compte n'y est pas !

Ce faisant, il transfère sur le ministère et la DGEC le soin de mettre en œuvre des palliatifs divers, dont le coût n'est ni évalué, ni pris en compte. Il est frappant de constater que RTE, très allant sur un scénario de référence qui, en agrandissant considérablement la taille de son réseau, lui est très favorable, se protège des conséquences de ce même scénario en émaillant sa présentation d'avertissements sans frais (Fiche N°8).

PNC-France considère que le scénario de référence pour le mix électrique proposé dans la PPE3, validé par RTE, va affecter notre souveraineté, renchérir le prix de l'électricité et fragiliser notre mix élec trique alors que la puissance pilotable est déjà en déficit de 10 GW (par rapport au critère réglementaire).

PNC-France considère que les investissements sur les réseaux induits par les objectifs de la PPE3 (196 milliards pour RTE et ENEDIS d'ici 2035), auxquels il faudra ajouter les moyens de flexibilités, généralement sous évalués et mal chiffrés, sont à la fois considérables, prématurés (compte tenu de l'évolution de la consommation) et surtout sans aucun gain sur les émissions de GES de notre mix électrique déjà décarboné.

PNC-France craint que RTE, juge et partie dans ce domaine, ait privilégié sa croissance aux dépens de l'intérêt national.

Les surproductions aléatoires de nos voisins ont un impact sur la stabilité de notre réseau et sur les prix

La stratégie allemande du tout renouvelable, ainsi que l'alignement de la stratégie européenne sur celle-ci, sont bien connues. Ses conséquences sur le réseau le sont beaucoup moins (voir https://allemagne-energies.com/2025/01/05/_trashed/). Fin 2024 l'Allemagne dispose déjà de 173 GW d'EnRi, soit plus du double de la puissance maximale appelée par son réseau, de 80 GW environ. A l'horizon 2035 la capacité d'EnRi de l'ouest européen pourrait dépasser 1000 GW, moitié solaire et moitié éolienne. Or, avec l'appui de la Commission Européenne (et l'accord de notre gouvernement), les EnRi bénéficient d'une priorité de facto sur les réseaux nationaux et transfrontaliers (appel au prix marginal le plus bas, sans tenir compte du coût des externalités). De fait, la Commission européenne demande que les interconnexions transfrontalières comme les liaisons des États-membres soient dimensionnées en conséquence, quel qu'en soit le coût, pour favoriser l'écoulement des surproductions EnRi.

Les moyens de productions pilotables, bien qu'essentiels à l'équilibre du réseau, sont relégués et doivent faire face à des variations de puissance fatales de plus en plus ingérables, sans être rétribués pour la souplesse et les garanties qu'elles procurent au système. Et du fait

de leurs coûts fixes, ces moyens de production pilotables voient leur équilibre économique compromis par ces effacements répétés.

Les surproductions d'EnRi ont donc des effets délétères, d'une part sur l'équilibre des réseaux nationaux et européens et d'autre part sur le marché et la volatilité des prix de l'électricité (Fiche N°5). La Suède, la Finlande et la Norvège accusent directement l'Allemagne de déstabiliser le marché européen et la rendent responsable des épisodes de plus en plus fréquents de prix négatifs suivis de prix extrêmes. Ils exigent ainsi un moratoire sur les capacités des liaisons transfrontalières les concernant. Ignorant ces avertissements, la Commission vient de lancer un grand projet d'extension des liaisons transfrontalières dans le cadre de son Green Deal

RTE a nié ce problème pendant des années, mais son Président a enfin déclaré devant les industriels des ENR en septembre 2024 que « **les exigences de sécurité d'alimentation du réseau ne sont tout simplement pas compatibles avec un pourcentage trop élevé d'Énergie Fatale Intermittente** » et « **qu'il faut qu'elle ait les mêmes droits et les mêmes devoirs que les autres moyens de production** ». Mais aujourd'hui cette question n'est traitée ni au niveau de la PPE3, ni au niveau européen, et les EnRi ont tous les droits, y compris d'être payées pour ne pas produire. La proportion supportable d'énergies intermittentes est en débat, une étude récente concernant la Belgique montre qu'au-delà de 30% le coût de production d'un mix augmente rapidement.

Il n'est pas question pour PNC-France d'isoler le réseau français, mais il est indispensable que les responsabilités soient réparties entre les différents acteurs : les investissements dans les réserves de capacités, la gestion des flexibilités, les stockages ou encore les réseaux sont de la responsabilité de chaque pays et doivent être répartis en fonction des choix stratégiques de leur producteurs d'électricité (pilotable ou EnRi).

PNC-France demande que la PPE3 change radicalement les conditions d'accès des surproductions d'EnRi aux réseaux nationaux comme internationaux.

Il est contre-productif de donner la priorité à des surproductions fatales car elles remplacent des moyens pilotables décarbonés, sans aucun gain en termes d'émissions de GES. Chaque pays doit être en mesure de se protéger des politiques inconséquentes des pays voisins.

Les prix de l'électricité, de plus en plus élevés et volatils, ont des impacts sociaux et économiques majeurs (Fiche N°9)

Ce désordre dans le système de production européen résulte de choix idéologiques qui présentent des caractéristiques destructrices. Comme on l'a vu l'équilibrage des réseaux par les moyens de production pilotables, pourtant essentiel, n'est pas rétribué, faisant ainsi croître leurs coûts de production.

Par ailleurs, la CRE rechigne à jouer pleinement son rôle d'arbitre : en ne révisant pas les prix de l'ARENH depuis 14 ans, en accordant le principe de contestabilité des prix EDF par ses concurrents, en n'intégrant que le coût direct des EnRi, rendant ainsi impossible l'évaluation et la comparaison des coûts réels des différents moyens de production, la CRE fait clairement à sa mission et favorise une distorsion de concurrence.

In fine, c'est toujours le consommateur qui paye

Le coût des stockages et des flexibilités, rendus nécessaires par l'intermittence, n'est pas intégré au coût de production des EnRi mais reporté sur le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), qui est payé par l'ensemble de la production, ce qui est scandaleux. En 2024, la Cour des comptes indique que le TURPE, qui a déjà augmenté de 26 %

de 2017 à 2023, augmentera encore pour couvrir les coûts de développement des réseaux EnRi, alors que la consommation globale est stable. **Le TURPE va devenir un élément très significatif du prix de l'électricité** (Fiche N°10).

Les surproductions des EnRi produisent des variations majeures des prix spots, qui deviendront de plus en plus souvent « négatifs » (le nombre d'heures à prix négatif a doublé en 2024 par rapport à 2023), ce qui ne correspond à aucune logique économique. L'impact sur les prix est d'autant plus incohérent que même si les producteurs éoliens et solaires « effacent » transitoirement une part de leur surproduction inutile, plus de la moitié seront rétribués pour l'énergie non produite car ils bénéficient d'un prix d'achat garanti. A l'inverse, une faible production intermittente laisse le champ libre aux spéculateurs qui vendent leur parts d'ARENH.

Cela ne s'arrange pas car la CRE s'est donnée pour mission, selon les déclarations de sa Présidente, de garantir les revenus des fournisseurs alternatifs qui, pour la plupart, se sont abstenus d'investissements productifs (qu'ils devaient pourtant engager) et qui n'ont aucune responsabilité vis-à-vis de l'équilibre du réseau.

Plus scandaleux encore, depuis peu, l'électricité décarbonée est deux fois plus taxée qu'un gaz fossile pourtant 20 fois plus émetteur de GES (l'accise de l'électricité pour les particuliers vient d'être fixée à 33,7 €/MWh contre 17,16 €/MWh pour le gaz). De plus, comme cette taxe proportionnelle à la consommation est fléchée vers le soutien aux EnRi, elle est payée à 70% par les productions nucléaire et hydraulique décarbonées !

Se pose alors la question d'un optimum, externalités des EnRi et Turpe inclus, entre électricité pilotable et électricité intermittente dans notre mix, comme au niveau de l'Europe (Fiche N°4). Il correspond clairement, si nous voulons maîtriser le prix de l'électricité, à un niveau de capacités pilotables décarbonées important. C'est heureusement le cas en France avec le nucléaire et l'hydraulique. Le niveau d'EnRi actuel de notre pays est déjà suffisant et sa croissance doit être dimensionnée en fonction de la croissance de la consommation, une fois notre capacité pilotable rétablie,

PNC-France déplore que les coûts des EnRi soient présentés en les limitant systématiquement à leurs coûts directs, sans tenir compte des coûts complets intégrant les externalités, beaucoup plus élevés. Cette mystification entraîne une distorsion délétère du marché et favorise les spéculations. Il en résulte une hausse continue des prix de vente de l'électricité (120% d'augmentation depuis 2011), entraînant un retard dans l'électrification des usages et dans la relance industrielle du pays. Ce sont pourtant des objectifs majeurs de la transition.

PNC-France considère que le gouvernement devrait rappeler à la CRE que sa mission est de « veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice de tous les consommateurs », en respectant une stricte neutralité technologique et financière. Ce n'est pas le cas !

Il y a nécessité de viser à un rapport optimal entre capacités pilotables et capacités intermittentes d'un point de vue économique afin de réussir la décarbonation des secteurs reposant encore largement sur les combustibles fossiles.

A-t-on vraiment besoin de réduire l'empreinte carbone de notre mix électrique ?

Le développement accéléré des EnRi est régulièrement justifié par la nécessité de décarboner le pays et de faire face aux futures augmentations de consommation induites par l'électrification des usages. Or notre mix électrique est déjà décarboné à plus de 95 % avec des émissions limitées à 21,3 gCO₂eq/kWh en 2024. Cette décarbonation, exemplaire, a été rendue possible par le déploiement du parc nucléaire de 1975 à 1995, puis par le remplacement du charbon par le gaz de 2010 à 2015. Malgré l'apport supplémentaire de 33 GW d'éolien et de

solaire photovoltaïque, les émissions n'ont pas évolué depuis 2015, ce qui confirme le faible impact climatique des EnRi en France (Fiche N°11). Comme la consommation électrique domestique n'augmente pas depuis plusieurs années, près de 75% de notre production d'EnRi a été exportée en 2022-2023 selon RTE. Ce dernier se félicitait dans son bilan de l'année 2024 que la France évitait ainsi des dizaines de millions de tonnes de CO₂ à ses voisins.

PNC-France estime qu'il n'est pas du rôle de RTE, ni de la France, de réduire les émissions de ses voisins qui, pour certains, s'opposent frontalement à notre politique nucléaire. Nous n'en avons pas les moyens alors qu'une dizaine de GW de centrales pilotables de pointe manquent à l'appel pour respecter les critères de sûreté d'approvisionnement définis par RTE.

Des investissements EnRi démesurés pour un impact climatique minime

On l'a vu plus haut, l'investissement dans un écosystème EnRi va très au-delà du simple investissement des moyens de production. Or la PPE3 n'évalue pas les coûts cachés et ne dit pas qui les paie. Compte tenu des sommes colossales en jeu (se chiffrant en centaines de Mds€) et de l'état de nos finances publiques, il est primordial que toute la transparence soit faite sur ces investissements.

Ceci d'autant plus que l'analyse montre que l'extension proposée dans la PPE3 du parc EnRi ne se justifie pas face à l'atonie de la consommation et à son impact négligeable sur les émissions de GES en France. Réduire très sensiblement les objectifs de la PPE3 dans ce domaine limiterait très fortement les investissements en moyens de production de repli, de réseaux et flexibilités associés, ainsi que leurs coûts d'exploitations. Des investissements modérés dans quelques centrales à gaz permettraient de disposer d'une production de pointe, que les EnRi ne peuvent en aucun cas fournir. Ces centrales à gaz pourraient être implantées aux nœuds de distribution, proches des régions déficitaires en capacités installées. Une quinzaine de GWe gaz (CCG et TAC), fonctionnant moins de 1000 h par an aurait un impact CO₂ faible et éviterait des importations qui, d'ici 2040, seront largement issues de centrales à gaz, voire à charbon dans les pays voisins, avec des prix spéculatifs (Fiche N°10).

C'est ce qu'ont compris les Allemands, qui ont toujours gardé des marges de capacités pilotables, contrairement à la France. Ils ont ainsi décidé de mettre en adjudication un parc supplémentaire de centrales à gaz (d'abord 10 GWe puis croissant jusqu'à 23 GWe) et de repousser la fermeture des centrales à charbon et au lignite bien au-delà de la date cible de 2030.

PNC-France considère que les objectifs EnRi de la PPE3 doivent être réduits pour des raisons budgétaires, de faisabilité technique (éolien flottant en particulier), de souveraineté et d'efficacité climatique. L'adjonction rapide de quelques centrales à gaz de pointe, éventuellement convertibles au biogaz, bénéficiant de nos importantes capacités de stockage, nous mettraient à l'abri de crises.

Ayons du courage politique !

Il est indispensable que la France décide de reprendre en main son futur énergétique dans le cadre d'une complète neutralité, technologique comme financière, se protège des excès de ses voisins et se défende face aux politiques discordantes des États-membres européens et aux positions de la Commission européenne et de sa Présidente, ouvertement partiales et antinucléaires.

Faute d'accord politique, la France doit mettre en œuvre les moyens techniques et financiers lui permettant de gérer de façon souveraine les transits d'électricité à travers son territoire et



exiger de la CE que les stockages et flexibilités de chaque pays soient dimensionnés en cohérence avec les taux d'EnRi et de productions fossiles de leur mix.

L'objectif doit être une électricité dont le prix est cohérent avec le mix national, dans un cadre de solidarité européenne, chaque pays assumant les conséquences de ses choix énergétiques.



TABLE DES Fiches techniques

Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes. Page 13

Fiche 2 : L'Invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique. Page 18

Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi. Page 25

Fiche 4 : Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ? Page 30

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. Page 33

Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 (sur la base des chiffres 2019) ? Page 42

Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3. Page 45

Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité. Page 51

Fiche 9 : Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'intermittence. Page 58

Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité. Page 66

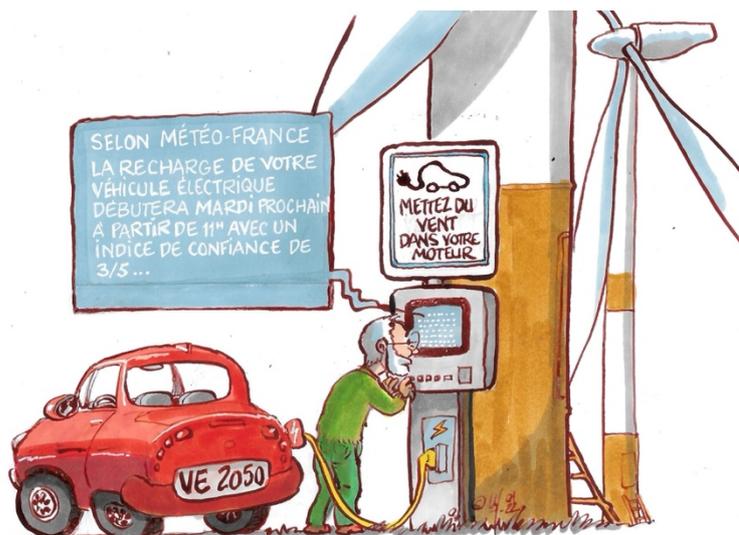
Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien. Page 73

Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ? Page 82



Fiche N°1

L'évolution de la consommation d'énergie et d'électricité en France, entre croyances et incertitudes



La consommation d'électricité en France en 2050 devrait augmenter de manière significative pour accompagner l'électrification des usages. Elle devrait ainsi atteindre 750 à 850 TWh/an à l'horizon 2050 contre 410TWh/an aujourd'hui.

Malgré des investissements significatifs, ces objectifs apparaissent hors d'atteinte, en particulier à court terme (2030-2035), car l'électrification des bâtiments est beaucoup plus complexe que prévue et celle des transports implique un bouleversement industriel majeur, avec des conséquences sociétales douloureuses. **Une étude d'optimisation des investissements consacrés aux différents postes de consommation d'énergie paraît absolument nécessaire à des fins de priorisation des efforts.**

L'électrification des usages, clé de voûte de la transition, s'accompagnera d'une réduction drastique des émissions de GES si elle fait appel à un mix électrique décarboné s'appuyant prioritairement sur le développement de centrales nucléaires de 3^{ème} génération et, sur le moyen terme sur des réacteurs surgénérateurs de 4^{ème} génération capables de valoriser notre précieux stock stratégique d'uranium appauvri. Un mix majoritairement fondé sur le nucléaire est le seul viable pour garantir sur le long terme une électricité disponible, fiable et économiquement abordable pour tous les acteurs, condition *sine qua non* pour réussir l'électrification massive des usages.

La non-atteinte des objectifs de la PPE3 en 2035 conduira à amplifier le programme nucléaire au niveau voulu. A ce titre, une décision doit être prise pour que l'opérateur national puisse s'engager dès à présent sur 14 unités. En parallèle, la prolongation à 80 ans de l'exploitation de l'essentiel du parc actuel doit être priorisée, selon une politique clairement exprimée par l'État et avec des directives claires en direction des services de l'État et des autorités indépendantes.

L'évolution future de la consommation d'électricité du pays n'est pas une extrapolation linéaire des évolutions passées mais résulte avant tout de choix politiques de moyen et long terme, et de leur mise en œuvre effective.

La croissance de la consommation d'électricité résulte d'une part de la croissance attendue de la consommation énergétique, et ce par-delà les effets de l'amélioration de l'efficacité énergétique, et d'autre part d'une électrification accrue des usages afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre, sous réserve que cette électricité soit elle-même décarbonée.

L'électrification accrue des usages se réalise en adoptant des équipements électrifiés à la place d'équipements conduits par l'énergie dégagée par la combustion de combustibles

fossiles, ou indirectement en utilisant de l'hydrogène produit par électrolyse de l'eau (nécessitant de l'électricité pour cette production), en substitution aux combustibles fossiles.

Petit retour sur le passé

Il est important, avant d'identifier et projeter dans l'avenir les principaux leviers de la croissance de la consommation électrique, d'en dresser un bilan.

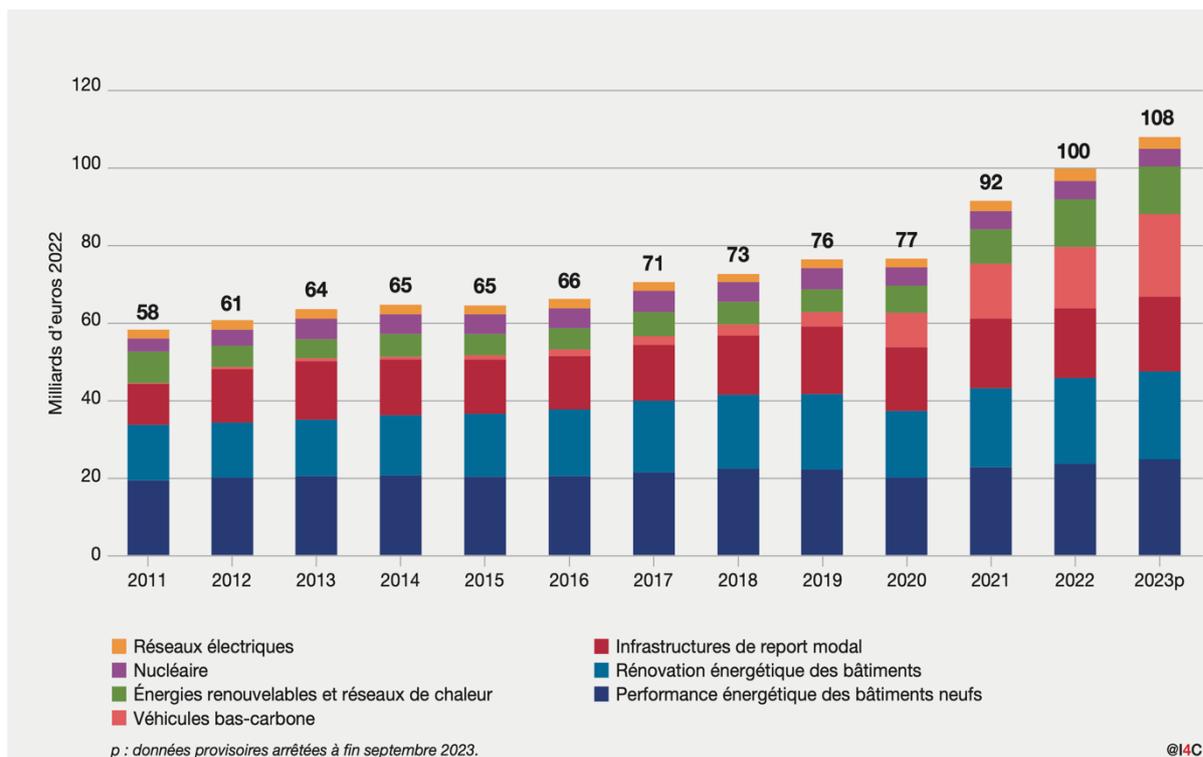
L'énergie consommée

L'évolution de l'énergie consommée (tableau ci-dessous, origine SDES) montre que de 2011 à 2019, dans une période peu contrainte et avec des investissements importants pour réduire les consommations, les baisses ont été faibles.

Elles ont été insignifiantes dans les transports et le tertiaire et faibles dans le résidentiel. La baisse de 9 % observée dans l'industrie est probablement plus liée à une désindustrialisation chronique du pays qu'à une amélioration généralisée de son efficacité énergétique. La période 2020 à 2023 a été clairement marquée par les crises successives de la COVID et du prix de l'énergie où l'on voit que la consommation de l'industrie a diminué de 10 % et celle du tertiaire de 8 % : **l'activité économique est en danger**. Les autres secteurs ne réduisent leurs consommations que deux fois plus lentement sur cette courte période. Or la PPE annonce des objectifs de 1243 TWh en 2030 et 1100 TWh en 2035. Par rapport à 2023 il faudrait donc réduire la consommation globale de 273 TWh, soit 3 fois plus rapidement annuellement qu'entre 2011 et 2023. Est-ce réaliste ? On peut en douter.

Le rapport de I4CE (Institut de l'Économie pour le Climat) sur les investissements climat en France (2023) montre qu'ils ont évolué de 58 à 100 milliards par an de 2011 à 2022. En 2022 (fig. ci-dessous) 45,8 milliards ont été affectés à la performance énergétique dans les bâtiments neufs et à la rénovation dans l'ancien.

FIGURE 6. LES INVESTISSEMENTS CLIMAT EN FRANCE PAR SECTEUR



Les investissements climat sont répartis pour 43 % sur les bâtiments et 38 % dans les transports (dont 17 % en faveur des véhicules bas carbone), soit 81 % du total. Est-ce la bonne répartition ? Le rendement des travaux d'efficacité énergétique dans le bâtiment se révèle faible alors que la substitution directe de l'électricité aux combustibles fossiles est beaucoup plus efficace du point de vue des émissions de GES dans ce domaine. Le coût de la mobilité électrique, également efficace du point de vue des émissions de gaz à effet de serre, est élevé mais les aides à son développement s'amenuisent.

Pour mieux flécher les investissements de la transition il faudrait disposer d'une étude d'optimisation exhaustive des investissements consacrés aux différents postes de consommation d'énergie. Cette étude d'optimisation, pourtant évidente, fait malheureusement défaut.

Et le CO₂ ?

L'évolution des émissions de GES a été la suivante par secteurs :

Emissions de CO ₂ par secteurs Métropole CVC en Mt CO ₂	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2023/ 2019	2023/ 2011
Industrie	56,1	52,9	53,4	52,3	50,4	50,5	49,3	50,6	48,4	42,6	47,2	43,9	39,9	0,824	0,712
Résidentiel/tertiaire	79,8	77,6	75,9	73,3	72,9	68,3	70,5	69,3	67,0	68,0	63,4	58,7	54,5	0,813	0,683
Transport	124,7	123,6	122,7	123,0	124,1	124,5	125,0	122,1	121,6	103,0	115,6	120,1	115,7	0,951	0,927
Agriculture-pêche	10,9	10,5	11,0	10,9	10,8	10,1	9,9	9,9	9,7	10,9	10,6	10,7	10,2	1,05	0,935
Production d'électricité	44,4	45,1	42,0	35,4	36,0	36,1	41,8	32,9	31,8	30,1	29,9	34,7	25,8	0,81	0,581
TOTAL USAGES ENERGETIQUES	345,3	333,4	325,6	314,5	315,7	308,9	315,2	304,9	300,3	266,1	276,2	277,3	261,5	0,871	0,757

Le constat est clair : très peu de progrès dans le domaine du transport, qui pèse pour 46 % du total des émissions. C'est clairement un secteur de décarbonation qui devrait être privilégié car son électrification réduirait drastiquement les émissions. La réduction des émissions du secteur du bâtiment a été de 32 % depuis 2011, mais le tiers du progrès résulte du choc économique des dernières années et non de progrès résultants des investissements consentis. Les progrès antérieurs résultent beaucoup du remplacement du fioul par le gaz, d'où une étape de décarbonation de plus à réaliser.

Globalement il y a compétition entre investissements à réaliser dans l'efficacité énergétique et la réduction des émissions de GES. Elle devrait être arbitrée sur la base du coût de la tonne de CO₂ évitée. Par rapport à 2011, les émissions du bâtiment ont diminué de 42,5 Mt CO₂ sur 764 pour un investissement total de 500 milliards, soit 235 € par tonne de CO₂ évitée sur 50 ans. Or le prix de la tonne de CO₂ n'a augmenté que de 37€ à 75€ de 2021 à fin 2024.

Le levier « coût de la tonne de CO₂ » évitée n'est pas intégré dans la définition des objectifs du gouvernement. **La double contrainte efficacité énergétique / réduction des émissions de GES doit être arbitrée sur la base du coût de la tonne de CO₂ évitée, dans des conditions optimisées, économiques et de souveraineté.**

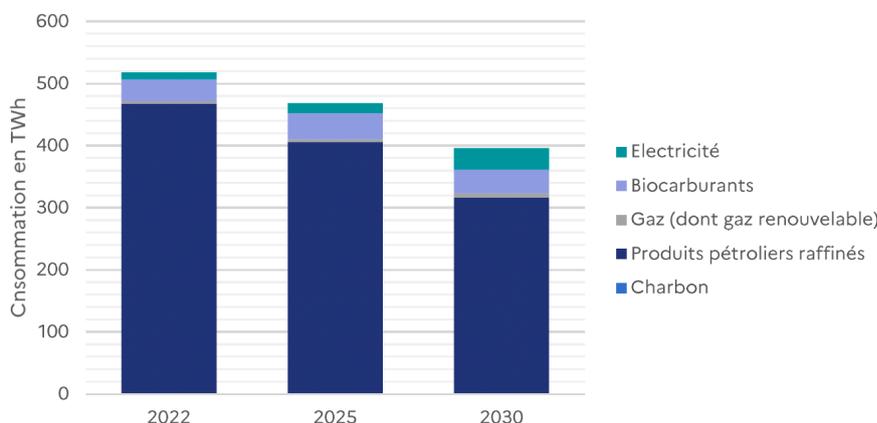
La PPE3, une ambition ou un saut sans parachute dans le futur ?

Les transports

L'objectif est de réduire la consommation des transports de 481 TWh en 2023 à 396 TWh en 2030, soit une réduction de 85 TWh, et les émissions de CO₂ de 115 MtCO₂eq en 2023 à 90 MtCO₂eq en 2030.



Consommation d'énergie finale des transports (hors soutes internationales) (observée et projetée en TWh)



La filière « hydrogène » étant d'un rendement faible pour la production d'électricité et celle de la « bioénergie » étant limitée, l'électrification des véhicules individuels, des transports collectifs et des poids lourds représente un levier majeur. D'ici 2050, il est avancé que 90 % des véhicules devront être électriques ou hybrides rechargeables, ce qui pourrait ajouter environ **100 TWh** à la consommation annuelle qui était de l'ordre de 10 TWh en 2019 (essentiellement consommés à l'époque par les transports ferroviaires).

Bâtiments résidentiels et tertiaires :

Pour mémoire, il ne faut pas oublier l'importance croissante des usages de l'électricité. D'après les tableaux du CEREN, les consommations d'électricité des résidences principales étaient de 156 TWh tous usages confondus en 2022, dont la moitié pour les usages hors chaleur (Chauffage + ECS + cuisson), et de 103 TWh pour le tertiaire.

La substitution des systèmes de chauffage fossiles (fioul, gaz) par des pompes à chaleur et, quand c'est trop coûteux ou impossible, par des convecteurs intelligents pourrait augmenter la demande d'électricité de **50 à 100 TWh**. En ce qui concerne l'efficacité énergétique l'option privilégiée de rénovation lourdes, qui concernent peu de logement et sont coûteuses, devrait basculer vers une option optimisée électrification/isolation, et le Diagnostic de Performance Environnemental (DPE) devrait être en urgence modifié en prenant en compte la seule énergie finale consommée afin que le chauffage électrique ne soit plus défavorisé par rapport au chauffage gaz.

Industrie :

L'adoption d'équipements électrifiés (fours électriques, électrolyse, etc.) pour remplacer les procédés fossiles, répondre à la réindustrialisation, et répondre à la montée en puissance de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau pourrait là aussi ajouter **50 à 100 TWh** à une consommation annuelle d'électricité qui était de l'ordre de 120 TWh à 130 TWh en 2019.

En intégrant ces nouveaux usages, la consommation d'électricité pourrait ainsi passer de **473 TWh en 2019** (avant la chute due à la Covid 19) à **750-850 TWh en 2050**, selon les scénarios.

De nombreuses considérations peuvent impacter la consommation dans la fourchette indiquée, notamment :

- **Le coût du kWh** : nul ne peut espérer raisonnablement une réindustrialisation de la France avec un coût de l'énergie (et dans, dans le cas d'espèce, de l'électricité) élevé. Il est aujourd'hui de deux à trois fois supérieur à celui dont bénéficient les grands pays industriels. En fonction des choix de mix énergétique réalisés, la compétitivité de l'industrie

française, et donc la traduction pratique des discours tenus sur une réindustrialisation du pays, peut être significativement affectée.

- **L'hydrogène.** L'hydrogène peut servir à décarboner des secteurs où l'électricité est difficilement utilisable directement, par exemple pour certains moyens de transport. Il peut également servir comme moyen de stockage chimique d'une électricité produite par les excès de production du fait des aléas météorologiques des moyens de production intermittents d'électricité (éolien, solaire) ; ce dernier usage trouve essentiellement son intérêt pour substituer un couple ENRi/Hydrogène à une électricité produite à partir de combustibles fossiles ; cet intérêt disparaît lorsque l'électricité se trouve déjà produite par une source décarbonée pilotable comme l'est l'électricité produite dans les centrales nucléaires. Le coût de production d'électricité à partir de l'hydrogène, souffre de plus d'un rendement très faible avec les techniques actuelles, d'un facteur quatre à cinq. Néanmoins l'hydrogène peut être un débouché industriel à l'exportation vers des pays sans nucléaire et hydroélectricité. **Selon RTE l'hydrogène décarboné n'est envisageable en 2030, et encore en 2035, que pour des usages industriels directs.** L'excès d'H₂ produit n'a d'intérêt, compte tenu des rendements, que pour l'hydrogénation de matières biologiques.
- **La politique d'exportation.** Sur la base du constat des difficultés de la transition énergétique pour les pays n'ayant pas la possibilité et/ou la volonté de développer la production d'électricité d'origine nucléaire, la vente d'électricité décarbonée produite en France devrait acquérir de la valeur, l'alimentation nationale restant évidemment prioritaire. Ces éléments plaident pour un développement ambitieux de centrales nucléaires au-delà du simple renouvellement des centrales existantes, mais ceci sous réserve de comprendre que la construction des centrales de puissance de troisième génération est une transition vers la construction de centrales de quatrième génération, seules à même de garantir la durabilité de ce mode de production d'électricité sur des siècles.

Impacts envisageables sur les émissions de GES vers 2035

Réduction significative des émissions grâce à l'électrification

L'électrification des usages est un levier clé pour atteindre la neutralité carbone :

- **Transport** : La décarbonation des véhicules entraînera une réduction massive des émissions liées au pétrole (environ **40 Mt CO₂/an évitées**).
- **Bâtiments** : Le remplacement des chaudières fossiles par des pompes à chaleur contribuera à une réduction de **20 à 30 Mt CO₂/an**.
- **Industrie** : L'électrification des procédés industriels et l'utilisation d'hydrogène par hydrolyse de l'eau peuvent réduire les émissions de **30 à 50 Mt CO₂/an**.

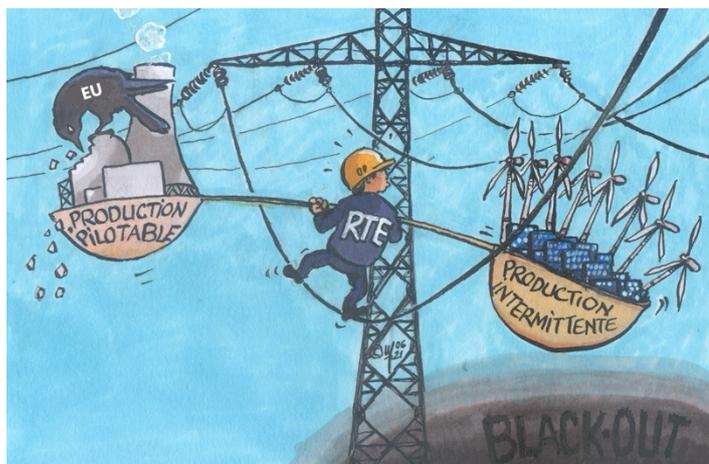
En cumul, l'électrification pourrait éviter entre **90 et 120 Mt CO₂/an**, ce qui représente près de 30 % des émissions actuelles.

Émissions liées à la production d'électricité

Les émissions de GES de l'électricité resteront marginales, à condition que les énergies fossiles (gaz) soient réduites à un apport limité aux pointes de consommation et que le développement du nucléaire suive le rythme de la demande.

Fiche N°2

L'Invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique



Une exploitation du mix électrique à modifier profondément

L'examen comparé des productions du nucléaire et des EnRi en France montre que dans les conditions de la PPE3, les variations profondes de puissance dépasseront en 2035 40 GW en moins de 4 heures, en particulier l'été avec le solaire. En hiver, le déficit de production des EnRi pourrait être proche de 100 GW sur plus d'une semaine. Si les règles d'exploitation des réseaux français comme européens ne sont pas modifiées, le réseau français risque aussi d'être saturé par les surproductions des pays voisins qui ont, comme l'Allemagne, choisi l'objectif tout EnRi. C'est d'autant plus inquiétant que la politique européenne, encore dominée par les pays antinucléaires, oblige à un développement forcené des liaisons transfrontalières et que les puissances intermittentes concernées se chiffrent en centaines de GW. Les réserves de compensation de l'intermittence devront être considérablement plus importantes que celles qui prévalaient il y a 10/20 ans.

La production d'électricité est un bien essentiel qui innerve toutes nos sociétés. Elle doit répondre à des obligations majeures : décarboner les usages pour limiter le réchauffement climatique, être disponible à tout instant, de façon fiable et robuste, et garantir une souveraineté énergétique, gage de sécurité. Toute autre considération est secondaire.

Toute l'organisation européenne doit être repensée en ce sens :

- Les règles de priorité d'accès au réseau doivent reconnaître **la valeur des capacités pilotables** (qu'elles soient de production ou d'adaptation de la consommation), et les rétribuer en conséquence.
- **Le dimensionnement des liaisons transfrontalières ne doit pas avoir pour objectif de faciliter le déversement des surproductions d'EnRi des pays voisins.** La réserve de capacité de chaque État-membre doit être dimensionnée en fonction de ses propres fragilités.
- **Chaque État-membre doit bénéficier d'un prix de l'énergie représentatif de son mix électrique.** Le dispositif de compensation de l'intermittence doit être dimensionné au plus juste et sa répartition dans les États-membres doit être faite au prorata d'EnRi dans le mix de chacun d'entre eux.
- **Il est anormal que les producteurs d'EnRi soient « payés » pour ne pas produire en cas de surproduction.** Les EnRi doivent être adossées contractuellement à des moyens de compensation à l'échelle de leurs capacités installées.
- Il faut considérer **le coût complet des EnRi**, incluant l'ensemble des externalités négatives, les moyens de compenser les surproductions et les intermittences, à toutes les échelles de temps. Ce n'est pas le cas aujourd'hui.

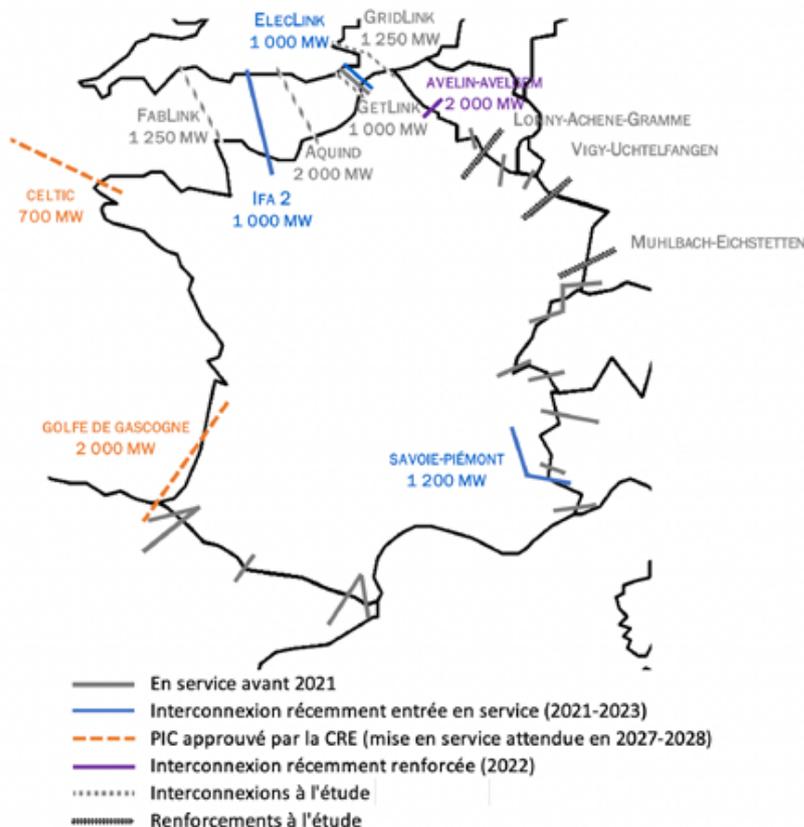


- Chaque État-membre doit avoir la **responsabilité de la résilience de son mix électrique**.
- Enfin, le paradoxe consistant à remplacer une électricité décarbonée compétitive, le nucléaire, par une autre électricité 4 à 12 fois moins décarbonée, donc sans gain sur les émissions de GES en France, doit être analysé sans dogmatisme.

L'Europe n'est clairement pas sur cette voie. Il faudra que le gouvernement français réagisse vigoureusement auprès de la Commission Européenne, en cohérence avec les traités européens en vigueur.

La compensation de puissance

Pour assurer la continuité de la production il est nécessaire d'assurer une égalité très précise de la production d'électricité et de sa consommation, ce qui oblige le gestionnaire du réseau à disposer en permanence d'un « dispositif de compensation de puissance » : son rôle est de lui fournir en permanence, en temps réel, des moyens permettant d'augmenter ou de réduire la puissance distribuée. Ce dispositif est bien sûr national, mais il est également européen en raison des puissantes interconnexions électriques transfrontalières. Selon la CRE, la capacité commerciale d'interconnexions transfrontalières moyenne mise à disposition par RTE en 2023 a atteint 20,6 GW à l'export (soit une augmentation de 21 % par rapport à 2020). À l'import, elle atteint 18,7 GW (+31 % par rapport à 2020), représentant plus de 12,5 % des capacités installées du parc de production français. En regard, les échanges entre la France et ses voisins ont été au maximum de 12,9 GW à l'importation et de 15 GW à l'exportation en 2022/2023. Nous disposons donc d'une marge de 30 %, mais de nouvelles interconnexions sont déjà en cours de réalisation, soit 2,7 GW, ou en cours d'étude, soit 5,5 GW. Elles vont encore aggraver la situation avec des pays (Allemagne, Belgique et Royaume-Unis) dont les surcapacités intermittentes, considérables, déstabiliseront plus que stabiliseront notre réseau.



Une profonde mutation du mix électrique est en cours, avec pour conséquence une production de plus en plus aléatoire.

De 2012 à 2024 la consommation annuelle européenne a diminué légèrement, de 2939 à 2824 TWh. Parallèlement la capacité des **centrales thermiques pilotables** diminuait de 58 GW (45 fossiles et 13 nucléaires) et les capacités intermittentes augmentaient de 407 GW (204 GW d'éolien et 213 GW de solaire).

En 2035 la **capacité des EnRi (solaire + éolien) pourraient dépasser 1000 GW en Europe** selon RTE alors que de nombreuses centrales à charbon ou lignite supplémentaires devraient être arrêtées (environ 50 à 60 GW), sans que leur remplacement par des centrales à gaz de pointe soit encore clairement envisagé, sauf en Allemagne. Se pose alors la question de la capacité des réseaux, français comme européen, à gérer les fluctuations considérables de ces EnRi. De fait, **aucune étude d'impact exhaustive n'a été réalisée, car l'idéologie l'emporte sur l'analyse, à la Commission Européenne comme dans la plupart des pays, dont la France.**

Un dispositif de compensation de puissance historiquement robuste.

Dans le passé la gestion du réseau européen, avec son réseau de transport haute tension, a permis de mettre en place des réserves de capacité mutualisées, en particulier pour faire face à des incidents (arrêt de moyens de production de forte capacité, ruptures de ligne HT, ...). Cette mutualisation a permis de limiter les puissances installées de chaque pays.

Deux types de réglage contribuent à la gestion de la stabilité du réseau européen :

- Le **Réglage Primaire (RP)** permet de compenser une perte de puissance de 3 000 MW à l'échelle du réseau européen, dont environ 600 MW pour la France compte tenu de son « poids » relatif. Le RP a pour but de reconstituer la puissance manquante en moins de 30 secondes et relève d'une responsabilité partagée par tous les pays européens, indépendamment du pays où se produit la perte incidentelle de puissance. De plus, hors incidents importants, le RP fonctionne en permanence. En effet, l'équilibre fréquence-puissance est sans cesse soumis à de petites variations qu'il faut corriger. En France, le RP a conduit l'opérateur à mettre en place un pilotage fin des réacteurs fondé sur l'utilisation de barres de contrôle grises, plus souples que les barres noires des réacteurs standards. Cette spécificité française, qui résulte de l'importance de son parc nucléaire, permet de solliciter l'ensemble du parc sur de faibles amplitudes, mais très fréquemment.
- Le **Réglage Secondaire (RS)** a pour but de ramener à 50 Hz la fréquence commune de la plaque continentale européenne. C'est une responsabilité qui incombe exclusivement au pays qui a subi la perte incidentelle de puissance. En France, le RS a besoin d'une réserve de puissance de 1 200 MW à 1 500 MW selon l'état du réseau.

On constate que les capacités dévolues aux réglages primaire et secondaire sont très modestes par rapport aux puissances installées, environ 1100 GW en Europe et 150 GW en France.

Les moyens techniques à mettre en œuvre pour assurer ces deux réglages sont variés et dépendent du mix de chaque pays, en fonction de leurs cinétiques d'évolution. Notons par exemple parmi les moyens très réactifs les groupes tournants des centrales nucléaires, hydrauliques et thermiques (par action de leurs inerties), la réserve primaire de puissance de 2 % des groupes thermiques, nucléaires et autres, et plus récemment des batteries à stockage-déstockage rapide.

Il est cependant clair que ces dispositions, rodées et efficaces, sont désormais insuffisantes pour faire face, en quelques heures, aux variations de production de plus en plus profondes et

rapides de l'éolien et du solaire. Par ailleurs, comme elles bénéficient d'une priorité d'accès sur le réseau, sans apporter de contribution à sa stabilité (sauf en acceptant de s'effacer contre rémunération en cas de surplus), le phénomène est amplifié en cas de chute de vent ou de baisse de l'ensoleillement (et vice-versa). C'est un sujet, de plus en plus prégnant et qui n'est pas encore traité au bon niveau tant en France qu'en Europe.

Un nucléaire qui assure historiquement une garantie robuste de capacité de production

Il apporte 75 % de la production nationale annuelle d'électricité, c'est-à-dire beaucoup plus à certaines périodes de l'année. Le nucléaire a historiquement dû prendre à sa charge :

- La régulation de fréquence (pour garantir la sûreté du réseau)
- L'ajustement à la consommation (nuits, dimanches, saisons, congés, etc.). Il est important de noter que le nucléaire assure un rôle majeur de suivi saisonnier, grâce à une gestion judicieuse des arrêts de tranches, placés essentiellement en été. Les EnRi dont la production est fatale n'offrent évidemment pas le même service.
- Et, plus récemment, l'ajustement aux productions variables et intermittentes (éolien, solaire PV), qui prennent de plus en plus d'ampleur.

Le parc nucléaire français bénéficie d'une manœuvrabilité exceptionnelle.

Elle est rendue possible grâce au pilotage en mode gris du cœur combustible : l'utilisation de barres de contrôle grises permet de faire varier la puissance du cœur de façon plus progressive et uniforme que les barres noires dites d'arrêt qui ont un effet beaucoup plus local, déséquilibrant la répartition de la puissance dans le cœur du réacteur. Dans ces conditions, les capacités de modulation de la puissance nominale (P_n) des réacteurs du parc EDF sont les suivantes :

- Tous les réacteurs : **réglage primaire de puissance** de $\pm 2\%$ de la puissance nominale (P_n) et **secondaire de fréquence** de $\pm 5\%$ de P_n , soit $\pm 7\%$ de P_n pour les deux capacités de réglage combinées, à une vitesse de l'ordre de **$\pm 5\%$ de P_n par minute** ;
- Les 32 réacteurs du palier 900 MW CP1 et CP2 (sauf CP0) et les 20 réacteurs du palier 1 300 MW (mais pas les 4 du palier N4 de 1 450 MW) :
 - o **Réglage tertiaire et suivi de charge (modulation profonde)** : ils peuvent gérer, pendant les 2/3 de leurs cycles d'irradiation, des variations de puissance jusqu'à **80 % de P_n en 30 mn**, à la baisse ou à la montée
 - o **Ces variations sont** limitées à 2 baisses et remontées par jour, selon des cinétiques dépendant des durées antérieures de maintien à basse puissance (fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire : FPPI).
 - o Les réacteurs manœuvrant, très majoritaires dans le parc EDF, peuvent assurer les deux types de variations ci-dessus entre 93 % de P_n et 27 % de P_n lorsqu'ils cumulent les fonctions de réglage primaire et secondaire.

Les obligations périodiques de recalage des paramètres du cœur et autres essais physiques, imposent cependant de fonctionner à 100 % de P_n pendant environ un jour par semaine et une période de trois jours chaque mois. Lors de ces essais physiques, les modulations de puissance ne sont donc pas autorisées. Mais le réglage de l'équilibre du réseau en est pour l'instant peu impacté car c'est la modulation de l'ensemble du parc qui compte.

Historiquement, environ la moitié du parc était exploitée en modulation profonde. Mais l'objectif (en cours de réalisation) est de rendre apte à cette exploitation environ les deux tiers

du parc afin de faire face à la variabilité de plus en plus problématique de la production intermittente des EnRi.

Globalement le parc nucléaire est remarquablement souple, comme l'étaient les centrales thermiques (fioul, charbon et gaz).

La limite de flexibilité ne sera donc pas physique mais essentiellement économique (voir § c- Impacts économiques ci-dessous).

Comment adapter un réacteur nucléaire à la modulation profonde

Le besoin de modulation profonde, qui sera de plus en plus fréquente si les EnRi conservent leur priorité d'accès au réseau, ne nécessite pas de modifications matérielles mais des procédures d'exploitation adaptées pour notamment minimiser la production d'effluents supplémentaires. Cela implique des formations adaptées des équipes de conduite et des outils d'aide au pilotage.

Impacts sur la partie nucléaire :

- **Sûreté** : elle est prise en compte à la conception dans les études de sûreté génériques (par palier et par type de gestion combustible) et dans la définition des marges.
- **Environnement** : son impact sur les rejets est faible (principalement au niveau du recyclage et du traitement des effluents du circuit primaire, sans impact sur l'environnement extérieur).
- **Combustible** : les crédits IPG, marges vis-à-vis du risque de rupture de la première barrière (la gaine) par Interaction entre les Pastilles combustible et les Gains, peuvent être affectés en cas de fonctionnement prolongé à puissance intermédiaire (FPPI). Mais en général les baisses de charge requises par le réseau sont de courtes durées, sinon le réacteur est carrément arrêté (e.g., arrêts week-end) (voir plus loin).
- **Circuit primaire** : lors des baisses de charge, les variations de températures du circuit primaire sont suffisamment faibles pour ne pas générer de contraintes supplémentaires susceptibles d'avoir un impact sur l'inventaire des situations, qui pourrait potentiellement peser sur sa durée d'exploitation.¹
- **Mécanismes de commande des grappes** : l'augmentation des mouvements des barres grises pourrait générer de l'usure supplémentaire mais l'effet est faible et intégré dans les stratégies de maintenance de l'exploitant.
- **Maintenance de l'installation** : le retour d'expérience montre que le nombre d'arrêts fortuits d'un réacteur assujéti à une modulation profonde, augmente de 25% environ. Les arrêts fortuits sollicitent l'installation mais leur fréquence d'occurrence reste très faible.

Impacts sur la partie classique :

Le circuit vapeur secondaire est soumis à des variations de débits et de températures plus conséquentes que dans le circuit primaire. On note par exemple :

¹ Les phénomènes de CSC (corrosion sous contrainte) qui ont affecté certains réacteurs ne sont pas spécifiquement liés aux variations de puissance des réacteurs, mais principalement à la géométrie des lignes concernées et à leur procédé de fabrication.

- Des phénomènes d'érosion accrus sur certaines tuyauteries et sur la turbine, liés à l'augmentation du taux d'humidité de la vapeur et à la présence de gouttelettes, lorsqu'on s'éloigne des conditions optimales de dimensionnement.
- Des cyclages thermiques plus nombreux pouvant entraîner des phénomènes d'endommagement par fatigue de certains composants.

Mais la maintenance du circuit secondaire, voire le remplacement à long terme de certains composants est beaucoup plus facile et bien maîtrisé.

Impacts économiques :

Faibles jusqu'aux années 2010, il est clair que l'économie du nucléaire sera fragilisée par la croissance considérables des productions EnRi en France comme en Europe en raison du principe d'exploitation actuel. En effet, comme l'indique RTE, « *le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de **consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire*** ». Le nucléaire se trouve donc contraint de s'effacer en cas de surproduction EnRi, sans compensation financière (renchérissant ainsi le prix du MWh nucléaire) et bien sûr sans gain sur les émissions de gaz à effet de serre (puisque l'éolien et le solaire émettent 3 et 10 fois plus de CO₂ / MWh que le nucléaire). Cet effacement forcé arrive de plus en plus fréquemment, lors des pics de production solaire (périodes méridiennes) ou éoliennes (périodes cycloniques de vents forts), mais aussi lorsque la consommation baisse pendant les week-ends et les jours fériés, conduisant parfois à l'arrêt complet d'un ou plusieurs réacteurs nucléaires pendant plusieurs jours. Dans ces conditions, le prix du MWh nucléaire, non prioritaire et non rémunéré pour son action de stabilisation du réseau, ne pourra qu'augmenter. Certes l'impact des surproductions EnRi pourrait, selon les circonstances, être atténué par des possibilités d'exportation d'électricité nucléaire vers les pays voisins ne disposant pas de marges de capacités de réglage adaptées à l'importance de leur parc EnRi, à condition bien sûr que ces pays voisins ne soient pas eux-mêmes en surproduction d'EnRi au même moment.

Une alerte à ne pas négliger

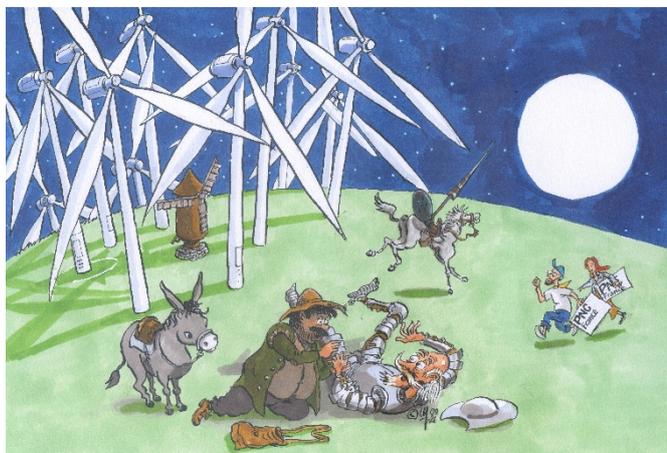
L'inspection générale de sûreté nucléaire et de radioprotection d'EDF a publié son rapport annuel 2024 intitulé « **Le nucléaire, variable d'ajustement** » qui traite de cette question :

- 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 contrainte sur le fonctionnement de nos installations. Elles vont remettre en cause le modèle économique.
- L'imprévisibilité et le faible préavis de ces modulations profondes perturbent la planification des activités, les maintenances programmées et les essais périodiques, touchant ainsi l'ensemble des métiers et des acteurs, prestataires compris.
- En hiver, au moment des grands appels de puissance sur le réseau, l'éolien, assujéti aux régimes météorologiques anticyclone/dépression, peut varier de plus de 20 GW en quelques heures. De même, en période d'ensoleillement, le nucléaire s'efface en milieu de journée et doit répondre au pic d'appel à la nuit tombée. De souplesse de fonctionnement, la modulation s'est transformée en contrainte, le nucléaire devant faire face à la demande, seul ou avec l'hydraulique, sauf à se résoudre à employer des moyens thermiques et carbonés.
- En outre, 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.
- **J'estime que 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.

Fiche N°3

L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi



La cinétique d'évolutions des EnRi a clairement été sous-estimée dans le scénario de référence de RTE.

RTE n'a pas alerté le gouvernement alors que c'est dans sa mission. On constate ainsi que, contrairement à ses homologues allemands :

- RTE n'a pas recommandé que les capacités pilotables arrêtées depuis 2012 (12,4 GW) soient mises pour partie en réserve de capacité. Elles ont été arrêtées de façon non réversible, ce qui est très imprudent, alors que dans son scénario de référence, retenu par l'État, il est clairement indiqué que 10 GW de puissance pilotable manquent par rapport au critère réglementaire.
- RTE n'a pas proposé de construire des moyens de production pilotables (e.g., nouvelles centrales à gaz de pointe) alors que ce type de capacité de production ne peut à l'évidence être remplacé par un parc intermittent, aussi important soit-il. L'Allemagne, plus réaliste, a programmé le remplacement des centrales à charbon et lignite par de nouvelles centrales à gaz (alimentées par du gaz naturel, mais soi-disant compatibles biogaz).

Par ailleurs RTE reconnaît que des centrales pilotables sécurisant les pointes de consommation ne contribueraient que de manière très marginale aux émissions de CO₂. Au contraire, un mix plus robuste, avec une capacité pilotable restaurée, serait précieux pour accélérer la décarbonation des autres secteurs. RTE reconnaît également qu'un scénario avec des centrales de pointe à gaz serait plus économique.

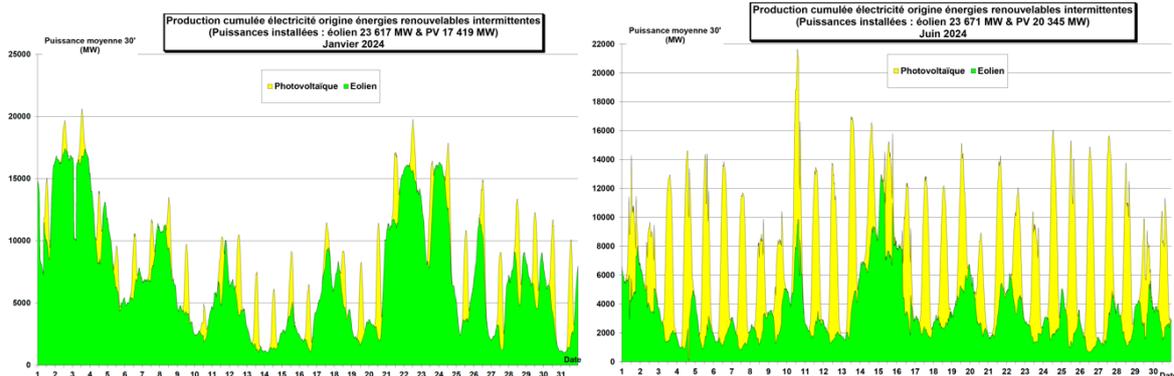
Enfin, restaurer notre parc pilotable au niveau requis réduirait considérablement les difficultés de gestion et les besoins d'investissements liés au surdimensionnement du parc d'EnRi (toutes les économies sont bonnes à prendre en période de disette économique).

PNC-France considère qu'un scénario plus robuste doit être étudié en urgence, sous le contrôle de l'État : certes RTE a les compétences pour l'établir mais il est à la fois juge et partie car le développement des EnRi s'accompagne d'une forte croissance de ses activités réseaux (tout comme ENEDIS d'ailleurs). Les investissements en EnRi, mais aussi en réseaux et flexibilités (plus de 196 Mds€ prévus en 15 ans), pourraient être considérablement réduits, au bénéfice des finances de l'état, avec la construction pour un investissement modéré de quelques centrales à gaz de pointe, très performantes en termes de gestion des cinétiques d'évolution des productions.

Le suivi quotidien des productions éolienne et photovoltaïque est bien documenté (Eco2mix de RTE) et n'est que rappelé ci-dessous. Cependant, l'analyse de l'évolution des puissances qu'elles délivrent, pourtant essentielle pour la stabilité du réseau, semble largement sous-estimée par RTE, voire ignorée par l'administration. Ce point est traité sur la base de la réalité actuelle et en se projetant en 2035, dans les hypothèses de la PPE3 de développement des EnRi (Énergies Renouvelables Intermittentes)

La réalité de la production des EnRi en 2024

Les figures ci-dessous présentent deux configurations hivernales et estivales et leurs différences, avec prédominance de l'éolien en hiver et du solaire en été. Les puissances installées fin 2024 sont un peu inférieures à 24 GW pour l'éolien et 23 GW pour le solaire :

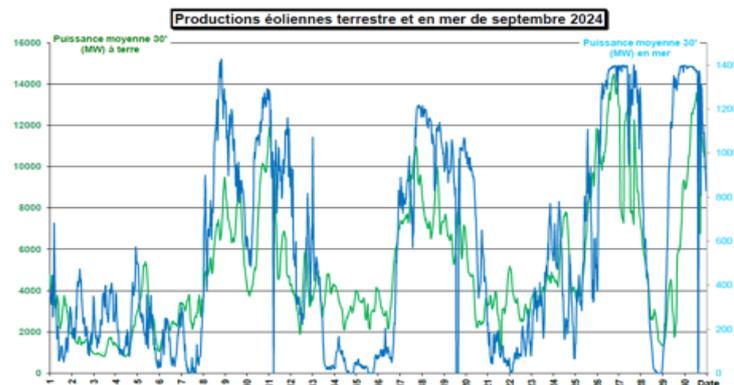


Les interconnexions transfrontalières ouvrent par ailleurs notre marché aux productions intermittentes des pays voisins dont certains, comme l'Allemagne, ont engagé des programmes de développements massifs d'EnRi éoliennes et solaires. L'Allemagne dispose déjà en 2024 de 165 GW d'EnRi, soit plus du double de leur puissance maximale appelée (~80GW).

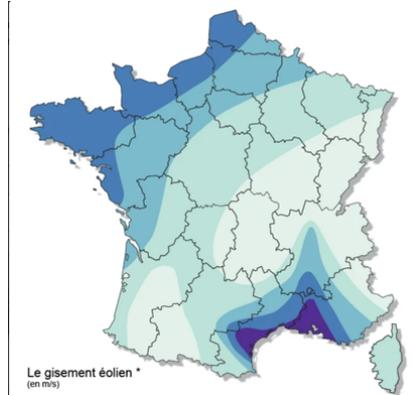
L'éolien

Le relevé ci-dessous montre à titre d'exemple la production des éoliennes terrestres et maritimes (par 1/4h) durant le mois de septembre 2024. La puissance délivrée par les éoliennes terrestres est donnée sur l'échelle de gauche et celle des éoliennes maritimes sur l'échelle de droite, avec un pas de 1/4h.

Les évolutions de puissance, qui résultent de la physique de cette technologie (loi d'Albert Betz) sont considérables et ne pourront qu'être amplifiées avec l'éolien marin. On constate également sur ces figures que les régimes de vent en mer sont synchrones des régimes de vent à terre et que les variations des productions marines sont extrêmement violentes. **Il n'y a pas complémentarité mais simultanité entre éolien marin et éolien terrestre.**



De même, sur les relevés réalisés par Jean-Marc Jancovici, on constate que les pays d'Europe occidentale sont soumis à des régimes de vent souvent similaires, d'ouest comme continentaux, et que presque tous sont fréquemment affectés simultanément par une absence ou une présence de vent. Or l'Allemagne dispose déjà de 62,5 GW éolien onshore et de 9,2 GW offshore. La France bénéficie cependant de deux zones climatiques parfois complémentaires comme le montre la figure ci-dessous, mais le second domaine est plus restreint.

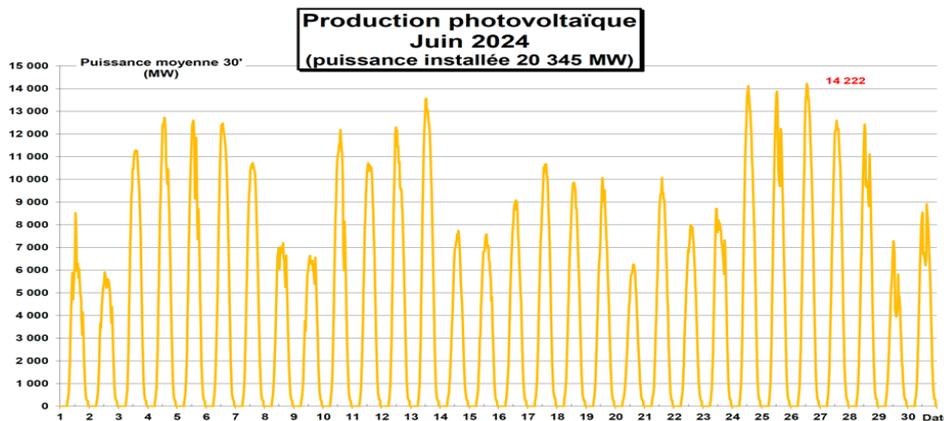


Par ailleurs, les éoliennes s'arrêtent, pour les protéger mécaniquement en cas de coups de vent trop violents (100 km/h pour l'éolien à terre et 110 à 120 km/h pour l'éolien en mer). L'accumulation d'éoliennes en mer dans une même zone climatique présente ainsi le risque de délestages massifs, déjà constatés dans les premiers parcs en mer (l'objectif 2025 est de 18 GW d'éolien marin).

On peut donc affirmer que **la puissance éolienne exige d'avoir une puissance pilotable de soutien très réactive en puissance et des flexibilités considérables.**

Le photovoltaïque

Le graphe ci-dessous donne les relevés de puissance (par 1/4h) pour chaque jour du mois de juin. La variation de puissance quotidienne est fréquemment de 10 à 14 GW pour une puissance installée de 20 GW à cette date. L'Allemagne dispose déjà de 94 GW.



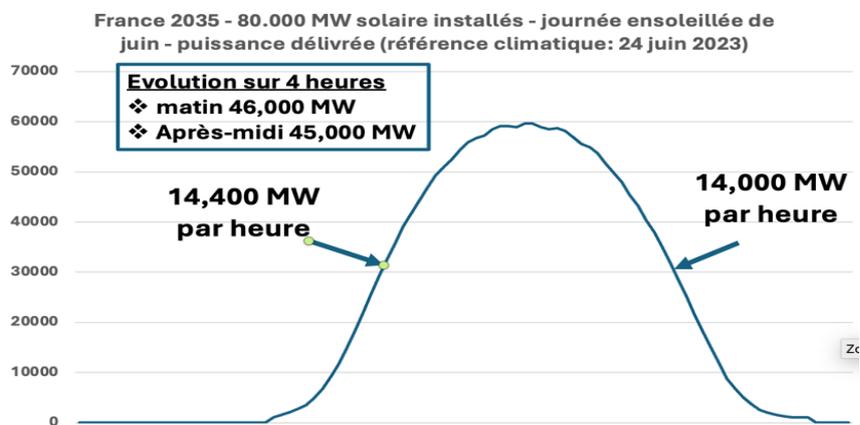
Le solaire photovoltaïque exige également une puissance pilotable très réactive tant que des dispositifs de stockage de masse efficaces ne seront pas disponibles dans des conditions économiquement supportables. Les batteries de stockage peuvent jouer actuellement ce rôle, mais leurs coûts restent très élevés et elles présentent des risques graves de pollution de l'environnement par les métaux lourds en cas d'incendies accidentels (de plus en plus fréquents).

Un point essentiel : la vitesse de variation de la puissance délivrée

Les deux technologies, éolienne et solaire, contribuent à la cinétique des productions intermittentes mais elles ont des variabilités qui diffèrent selon les saisons. La capacité annoncée d'EnRi en 2035 sera 3 fois plus élevée qu'aujourd'hui. La brutalité de l'évolution des puissances qu'elles délivreront sur l'année est quantifiable dès aujourd'hui sur la base des données de RTE (ci-dessous en 2023) et en les extrapolant aux puissances envisagées en 2035 pour un climat semblable. Les variabilités horaires induites par les EnRi telles que programmées en 2035 dans la PPE3 conduisent aux résultats suivants :

Impact du solaire en 2035

La figure ci-dessous montre l'évolution réelle de la puissance délivrée par le photovoltaïque, une journée ensoleillée de juin 2035, pour une puissance installée de 80 GW et sur la base de fluctuations réelles de 2023. Les cinétiques sont considérables, de 14,4 GW par heure au maximum et de 46 GW sur 4 heures en milieu de matinée puis dans l'après-midi, mais aussi de 60 GW deux fois par jour.



Cette évolution correspond souvent à une surproduction solaire simultanée dans les pays voisins (sur deux fuseaux horaires). L'analyse des deux mois de juin et juillet montre aussi qu'elle n'est pas exceptionnelle et que ces amplitudes quotidiennes seront très fréquentes, quasi quotidiennes. **Le développement colossal du solaire en cours va mettre en danger, avec les règles de gestion actuelles des réseaux français et européens, la maîtrise du réseau et l'économie de l'électricité.**

L'impact de l'éolien en 2035

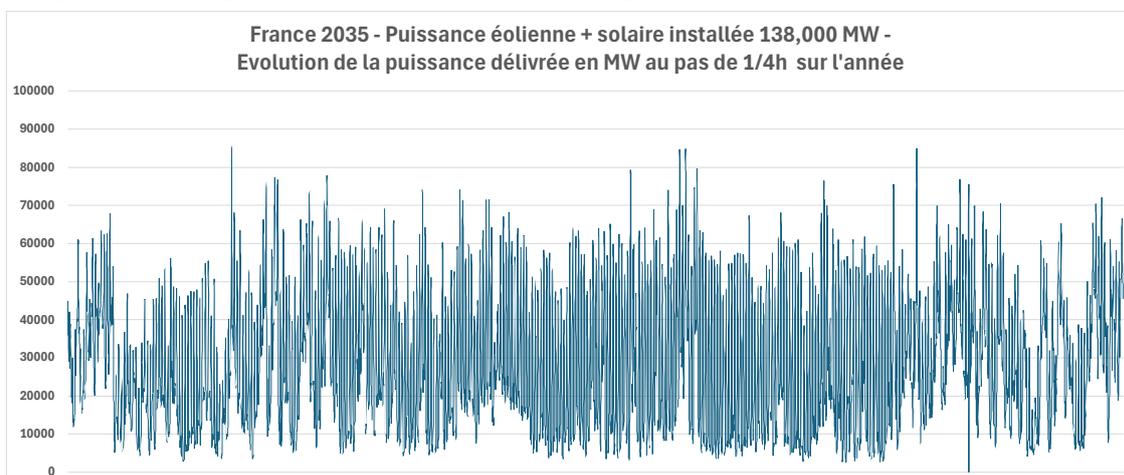
Deux caractéristiques doivent être prises en compte : les périodes de pénuries de production d'une à deux semaines et les périodes de productions considérables et très variables lors de conditions cycloniques. Les figures antérieures révèlent aussi que la production éolienne marine est caractérisée par des décrochages de puissance lors de tempêtes. Avec des pertes de puissance d'une dizaine de GW en un temps très court, **le risque de délestages massifs sera très amplifié.**

L'impact sur l'équilibre du réseau

La question de l'équilibre du réseau doit surtout être examinée en été, quand le nucléaire est bas (30/35 GW, pour maintenance / rechargement et pour disposer d'une puissance importante l'hiver, de 55/58 GW ou plus). L'hiver, des pénuries prolongées de production éolienne, qui ne sont pas exceptionnelles, vont également requérir des dizaines de GW de moyens de compensation.

Il est évident qu'il est impossible d'envisager une flexibilité suffisante en 2030, puis en 2035, et que des baisses considérables de consommations et de productions s'imposeront si les objectifs de la PPE3 sont poursuivis. Est-ce techniquement envisageable et à quel prix ? Et l'impact des productions de pays mitoyens aux capacités EnRi surdéveloppées, comme l'Allemagne, doit être prise en compte, d'autant plus que les réseaux transfrontaliers seront eux même excessivement développés au niveau européen. **Aucune étude d'impact n'a été présentée par RTE.**

En ce qui concerne le suivi saisonnier, le besoin hivernal ne pouvant que s'accroître avec l'électrification des usages, l'évolution annuelle des EnRi (éolien + solaire dans la figure ci-dessous) montre que leur production globale sera moins importante l'hiver que l'été, malgré un éolien plus productif, car le solaire le sera environ 4 à 5 fois moins. **Ni la PPE3 ni le rapport 2023 de RTE n'évoquent le sujet crucial de la capacité de production pilotable requise en 2035 alors qu'elle est déjà déficitaire de 10 à 15 GW aujourd'hui.**

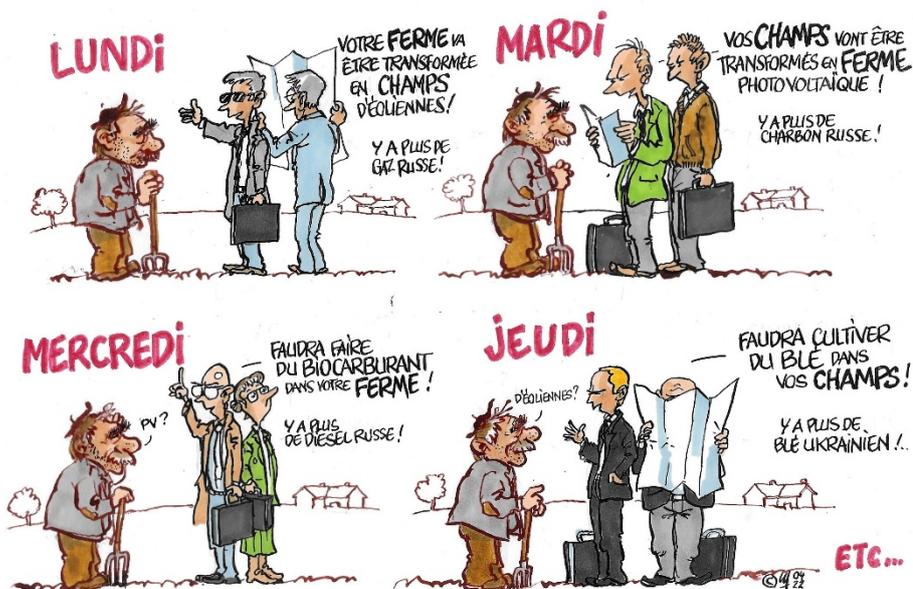


RTE, ce qui est incompréhensible, ne propose pas d'évolution de notre capacité pilotable dans son scénario de référence, alors que celle-ci devra diminuer notablement en Europe avec l'arrêt des centrales à charbon (plus de 50 GW)



Fiche N°4

Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ?



Des flexibilités à dimensionner au bon niveau

Les moyens de flexibilité prévus dans le scénario de référence de RTE et dans la PPE3 ne sont pas à la hauteur du volume d'EnRi envisagé en France en 2030 et 2035, tant en termes de capacités que de cinétiques de variations. Les investissements dans les réseaux et les flexibilités nécessaires à l'atteinte des objectifs EnRi de la PPE3 représentent des budgets d'investissement considérables : RTE comme ENEDIS ou la CRE se sont bien gardés d'identifier dans leurs propositions d'investissements ceux qui servent explicitement à adapter l'intermittence imposée par la PPE3. Leurs évaluations sont certainement très optimistes, comme l'a relevé la CRE.

Le niveau maximum d'EnRi acceptable dans un pays est rarement validé par une analyse détaillée. Ceux qui ont fait l'exercice avec l'outil EU-Sysflex s'appuient en fait sur un double levier opportuniste qui ne saurait perdurer ni se généraliser : ils ont la possibilité de se débarrasser de leurs surproductions vers des pays qui disposent d'une électricité pilotable massive et très souple comme la France (mais aussi l'hydroélectricité en Norvège ou le mix hydroélectricité/nucléaire en Suède), ou d'échanger leur électricité avec des pays ayant conservé des marges de capacités pilotables thermiques malgré des déclarations fracassantes sur leurs objectifs de décarbonation (exemple l'Allemagne ou les pays européens charbonniers de l'Est). Ces invasions intermittentes montrent leurs limites, comme souligné par la Suède et la Norvège fin 2024, dans une critique sévère de la politique allemande d'arrêt du nucléaire, amplifiée par le développement des interconnexions transfrontalières voulu par l'Europe.

PNC-France estime que le **gouvernement devrait sans tarder demander à la DGEC de réaliser ou de faire réaliser une analyse indépendante permettant de quantifier le niveau maximum tolérable d'EnRi dans le mix français**. RTE, dont l'intérêt pour la croissance sans limites des réseaux est évident, ne peut être le pilote d'une telle étude, même si elle en fournit les données d'entrée. La DGEC devrait bénéficier du soutien d'EDF production, et d'un avis des académies des sciences et des technologies. L'objectif doit être de renforcer notre souveraineté énergétique, de rapprocher le prix de l'électricité française de celui de notre mix, et de nous protéger des déséquilibres induits par les excès de nos voisins. L'accélération proposée par la PPE3 des investissements dans les EnRi ne se justifie pas, et le **gouvernement devrait s'attacher à rétablir en urgence le niveau des moyens de production de pointe pilotables et à arrêter le développement des interconnexions transfrontalières**, déjà adaptées à nos besoins, sinon notre pays se condamne à faire face à de graves difficultés.

Des études de ratios renouvelables/pilotables qui reposent sur des solutions techniques qui ne sont pas toujours qualifiées

Le niveau d'acceptabilité de moyens de production d'une électricité intermittente est un sujet de débat récurrent. Il est en effet difficile de justifier un fort niveau d'EnRi adossé à des flexibilités de l'offre et de la demande de grandes ampleurs. EDF, dans un document daté de 2015, limitait à environ 40 %, en valeur moyenne annuelle, le niveau de production intermittente sur le réseau Européen. Mais la robustesse de l'objectif de flexibilité proposé par RTE (Réseau de Transport de l'Électricité) dans son Bilan prévisionnel 2023 (chapitre 6) est loin d'être garanti, et on ne peut que constater la faiblesse des objectifs de la Commission européenne en la matière.

EDF résumait ainsi ses conclusions : *« les énergies renouvelables variables et la production conventionnelle joueront des rôles complémentaires dans le système électrique interconnecté (européen dans ce texte). Si la production éolienne et photovoltaïque a un rôle clé à jouer dans la stratégie européenne de décarbonation de la production d'électricité, la production thermique (qui inclut le nucléaire) reste nécessaire pour assurer la stabilité du système et la sécurité d'approvisionnement. Une contribution du nucléaire à cette production thermique semble nécessaire afin d'obtenir les réductions de CO2 requises ».*

EDF-R&D a ensuite contribué à l'étude EU-Sysflex, réalisée en partenariat au niveau européen avec d'autres organismes, dont RTE et d'autres GRT (Groupement Régionaux de Transport européens). Cette étude s'est intéressée à des taux de renouvelables encore plus élevés, compris entre 50 et 55 % en valeur de productions annuelles. Bien qu'elle soit maintenant la référence au niveau européen et donc français, PNC estime que les conditions de réalisation de cette étude, dans un contexte européen fait d'oppositions frontales, rendent ses conclusions moins claires, moins décisives que celles de l'étude de 2015. Elle repose en particulier sur des notions de flexibilité pour le moins incertaines, compte tenu de ce que l'on observe aujourd'hui : la multiplication de périodes de prix au jour le jour soit très élevés soit négatifs.

Ces études sont très lourdes et RTE en est aujourd'hui officiellement responsable. PNC-France estime que, si l'organisme est compétent sur la gestion des réseaux, il l'est beaucoup moins sur la gestion des moyens de production. De plus, RTE s'est malheureusement astreint à se plier aux orientations données par nos ministres successifs de l'environnement, allant jusqu'à laisser la ministre déclarer en 2021 que le 100 % renouvelable était techniquement réalisable.

Un défaut criant de ces études est que la notion de puissance installée et de production annualisée continue à l'emporter alors que les **questions des puissances pilotables disponibles et des amplitudes de variations de puissance sont fondamentales dans le fonctionnement d'un réseau électrique.**

Les principaux enseignements de l'étude de EDF

Il sera nécessaire de développer de nouveaux **mécanismes de flexibilité** au sein du système, qui devront fonctionner en complément de ceux de la gestion antérieure qui visaient essentiellement à réagir à des variations incidentelles de quelques GW. Il s'agit désormais de gérer la **variabilité de la production éolienne et photovoltaïque qui va se chiffrer en centaines de GW en Europe.** Une production thermique de secours importante continuera d'être nécessaire afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en Europe.

- Si la pénétration des EnRi atteint 60 %, dont 40 % d'EnRi variables, près de 500 GW de production conventionnelle (thermique, hydroélectrique et biomasse) seront encore nécessaires.



- Le système électrique européen devra faire face aux variations de la production variable d'EnRi. Par exemple, une capacité installée de 705 GW d'éolien et de photovoltaïque pourrait voir sa production quotidienne varier d'un volume équivalent à 50 % de la demande européenne totale sur une période de 24 heures. Or les objectifs cumulés des différents pays portent à penser qu'il y aura plus de 1000 GW de capacités EnRi installées en Europe à moyenne échéance (source RTE).
- Pour une capacité éolienne terrestre installée de 280 GW, la production horaire moyenne d'un jour d'hiver pourrait varier d'une année sur l'autre entre 40 et 170 GW. Or les objectifs européens, offshore inclus, pourraient atteindre 500 GW en 2035.
- Les besoins de flexibilité à court terme seront importants car, par exemple, les variations horaires à la hausse de la demande nette supérieures à 20 GW et les variations à la baisse supérieures à 10 GW augmentent de 50 % par rapport à la demande seule (demande nette : demande hors réglage de fréquence et réglage secondaire, pour lesquels les réserves de puissance sont prévues dans le système).
- Des **variations horaires extrêmes (> 70 GW)** qui ne se produisent pas dans la demande peuvent être trouvées dans la demande nette.
- Des développements de réseaux au niveau local comme européen ainsi que de nouvelles **interconnexions** peuvent être nécessaires si l'on souhaite tirer parti de la diversité naturelle de la demande et de la production des différents sites d'énergies renouvelables. Néanmoins, les **phénomènes climatiques, qui peuvent avoir un impact simultané sur l'ensemble du continent européen**, peuvent entraîner des changements marqués dans la production éolienne, comme on le voit dans l'ensemble du système, auxquels s'ajouteront les variations quotidiennes inéluctables de la production photovoltaïque. De plus, les **coûts de développement du réseau peuvent être trop élevés** si les énergies renouvelables variables sont développées trop loin des centres de consommation.
- Au-delà de la capacité de secours, des mécanismes de réponse à la demande devraient également être développés pour contribuer à l'équilibrage de la production et de la charge. Néanmoins, même si le transfert de charge peut jouer un rôle dans des situations extrêmes, comme moyen de limiter la demande de pointe, il ne sera pas en mesure de faire face à la variabilité considérable introduite par la production éolienne et photovoltaïque.
- Il ne semble pas y avoir d'analyse de rentabilité à l'horizon 2035 d'un développement à grande échelle du stockage comme moyen de gérer l'intermittence, compte tenu du volume de stockage qui serait requis dans le système électrique européen. »

Des enseignements qui restent d'actualité

L'analyse EDF de 2015 semble avoir conservé toute son acuité quand on constate que

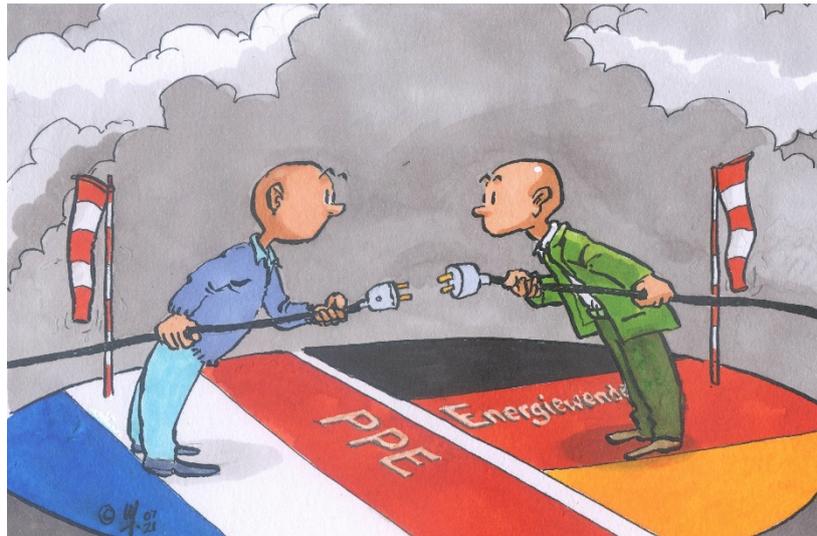
- Le stockage d'électricité de masse a peu progressé. Il reste à un niveau de quelques heures et est très coûteux.
- Le développement des réseaux dans les États-membres Européens, et particulièrement en Allemagne, est très insuffisant et se heurte aux réticences du public qui oblige à recourir à des lignes enterrées extrêmement coûteuses (facteur 8 à 10).
- Les flexibilités de production se réduisent avec l'arrêt de centrales thermiques pilotables (alimentées en combustibles solides ou avec du fioul), insuffisamment compensées par des centrales à gaz.
- Les flexibilités des consommations restent à un niveau très inférieur à ce que requiert la variabilité des productions intermittentes.

L'étude de la stabilité des réseaux de 2015 devrait être mise à jour en se projetant sur 2035, pour tenir compte des scénarios annoncés, en France et dans les pays voisins européens, en tenant compte des cinétiques de variation des productions, très menaçantes, et au réalisme des solutions de flexibilités proposées.



Fiche N°5

La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par les « loop-flows » erratiques



PNC estime que le **niveau d'interconnexions européen est déjà suffisant** et que tout développement supplémentaire ne servira que les pays affichant idéologiquement un objectif irréaliste fondé sur le « 100% renouvelable ».

Sur des interconnexions transfrontalières déjà encombrées de surproduction intermittentes, RTE devrait installer des transformateurs déphaseurs pour nous protéger, en particulier lorsque les capacités de modulation à la baisse sont réduites pour des raisons techniques et de sécurité, et pour nous garder de productions dangereusement excédentaires des EnRi des pays voisins.

PNC rappelle enfin que la meilleure solution pour limiter ces perturbations reste de disposer d'une puissance pilotable adaptée au niveau d'intermittence, ce que la France n'a plus (baisse de 12 GW depuis 2010) et refuse de rétablir dans sa PPE. La Cour fédérale des comptes allemande ne dénonce-t-elle pas **le retard pris par l'Allemagne dans la construction de capacités de moyens pilotables de secours, qui n'en resteront pas moins indispensables pour les périodes sans vent ni soleil.**

On parle de « Loop Flows » (flux en boucle), lorsque l'électricité emprunte le chemin le plus favorable d'un producteur à un consommateur, sans respect des frontières, et de « free rider flows » les flux qui bénéficient de la liberté de trajet offerte par la Commission européenne aux surproductions intermittentes, assimilables sur les réseaux à une électricité clandestine. PNC rappelle que la **stabilité du réseau européen**, et donc français, est déjà perturbée et fragilisée par des fluctuations, notamment en ce qui concerne la fréquence (voir annexe) et que cette problématique sera fortement exacerbée par les submersions des réseaux liées aux « loops flows ».

PNC-France estime que chaque État-membre doit démontrer qu'il est capable de gérer sa production, avec ses propres flexibilités de production comme de consommation. A minima des contrats clairs et engageants doivent être signés avec ses voisins. **Une telle règle mettrait chaque pays face à ses responsabilités et réduirait considérablement les investissements dans les réseaux domestiques et transfrontaliers.**

Une situation de plus en plus explosive

Des investissements extrêmement conséquents sont prévus dans les prochaines années sur les réseaux de transports et de distribution d'électricité pour faire face au développement à marche forcée des EnRi (Énergies renouvelables intermittentes, éolien et solaire) diffuses. RTE et ENEDIS ont récemment annoncé un plan d'investissement massif, avec l'approbation de la

CRE, de 100 et 96 Mds€ d'ici 2040. Ces investissements viennent d'être esquissés dans le SDDR de RTE (Schéma De Développement du Réseau)

En parallèle, la Commission européenne prône le développement sans limites **des interconnexions transfrontalières** en faisant en sorte que la capacité des interconnexions ne soit plus un facteur limitant pour « fluidifier » les échanges entre les opérateurs de divers pays. Cet investissement pour les seules interconnexions est estimé à 500 Mds€ sur une trentaine d'années, et doit être réparti entre les différents opérateurs de réseaux (électricité, biogaz et hydrogène). De manière plus globale la Commission estime à 584 milliards € les investissements nécessaires pour l'ensemble des réseaux électriques européens au cours de cette décennie. Nous sommes face à un mur d'investissements qui se répercutera dans les prochaines années sur le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), composante importante du prix de l'électricité en France.

La faible densité des énergies éoliennes et solaires oblige à multiplier les points de production qui peuvent être éloignés des points de consommation (les EnRi sont au Nord pour l'éolien et au Sud pour le solaire avec des périodes de productions maximales temporellement distinctes). Par ailleurs, les puissances injectées dans le réseau, généralement à basse ou moyenne tension (BT ou MT), doivent être rehaussées en haute tension (THT) avant d'être redistribuées sur tout le territoire, voire en Europe. Il s'ensuit un surdéveloppement du réseau à tous les niveaux pour faire face à des pics de puissance considérables, avec des alternances des sens de distribution. Cette complexité fragilise la distribution d'électricité, fragilité qui sera amplifiée avec le développement de l'éolien en mer dont les fluctuations de production sont extrêmement brutales. **Il en découlera une grande volatilité des prix en Europe**, déjà observée aujourd'hui.

Ces investissements considérables sont imposés par la Commission européenne malgré les divergences entre les politiques énergétiques des États-membres, entre les partisans du « tout renouvelables » et ceux prônant plutôt une saine « neutralité technologique ». Ainsi, des pays ayant une base de production décarbonée robuste (nucléaire ou hydraulique comme la France), n'ont pas besoin d'un surdéveloppement du réseau imposé par le faible rendement productif des EnRi (de l'ordre de 19 % en Europe et de 20 % en France en moyenne annuelle). Les pics de production dépasseront largement le niveau de consommation.

Les interconnexions avec les pays voisins.

Le besoin d'interconnexions transfrontalières, qui est indispensable pour tirer parti du foisonnement des moyens de production en Europe et pour limiter les investissements en moyens de production dans chaque pays, était historiquement lié à 2 raisons :

- La solidarité des pays interconnectés en matière de sûreté du système électrique : en cas d'arrêt brutal d'un moyen de production de forte puissance, ou de perte d'une ligne THT, il est en effet plus facile de maintenir la fréquence du système électrique grâce à un parc plus important de machines tournantes (essentiellement centrales nucléaires ou fossiles). Il s'agit d'un secours mutuel entre pays au cas où un incident grave viendrait à se produire sur un des réseaux nationaux. Les réactions aux incidents doivent être quasi instantanées pour éviter l'effondrement du réseau (blackout). Ceci implique que les liaisons soient en courant alternatif pour être sensibles aux variations de fréquence.
- Les pointes d'appel n'ont pas lieu exactement aux mêmes moments dans les pays interconnectés. En faisant appel aux importations il est donc possible d'éviter de s'équiper en moyens de pointe superflus, qui sont très coûteux et peu utilisés.

Les interconnexions existantes, en forte croissance depuis quelques années, sont déjà largement suffisantes pour répondre à ces 2 injonctions.

Depuis une décennie, au lieu d'améliorer la sécurité, ces liaisons transfrontalières tendent à importer un risque majeur de déstabilisation des réseaux domestiques et européens. Ce risque est lié au développement de capacités intermittentes considérables, non pilotables, présentant des variations de puissance potentielles cent fois plus élevées en 2035 qu'il y a une quinzaine d'années. Ce constat nous interroge :

- Faut-il vraiment renforcer les interconnexions ? Ce serait contre-productif car, pour pallier la réticence des habitants face aux lignes THT, les gestionnaires de réseaux nationaux investissent de plus en plus dans des liaisons souterraines en courant continu. Or le courant continu ne permet plus d'assurer la solidarité européenne vis-à-vis du réglage de fréquence. De plus les lignes enterrées requièrent des investissements 8 à 10 fois plus élevés.
- Faut-il vraiment renforcer les interconnexions au risque de favoriser les « loop flows » ou des « free rider flows » ? Pour transporter de l'électricité entre 2 régions mal interconnectées au sein d'un même pays, on la fait passer chez les voisins via les interconnexions : ce sont les « loop flows ». C'est simple et clairement abusif. Les interconnexions transfrontalières sont saturées épisodiquement en fonction des caprices de la météo, ainsi que les réseaux de distribution domestiques des pays traversés. Il en résulte de lourds problèmes d'instabilités, sur la tension en particulier, qui augmentent dangereusement avec l'envolée des capacités intermittentes, mettant en danger la continuité de fourniture. Les pays, envahis par des électrons non souhaités, se voient donc obligés, c'est la demande de la Commission européenne, de surdimensionner leurs propres réseaux au risque de se voir infliger des amendes pour non-adhésion au principe de libre circulation de l'électricité en Europe. C'est ainsi que l'Allemagne en abuse pour compenser son incapacité à acheminer son électricité produite dans le Nord venté vers les zones de consommation au Sud (et vice-versa pour le solaire).

La France, vu sa position centrale en Europe, devient ainsi une grande zone de transit d'une électricité THT qu'elle ne consomme pas. Nous servons de hub (plaque tournante de distribution) sans le vouloir, nos réseaux THT sont parfois congestionnés et nous nous trouvons dans l'obligation de les renforcer. Cette congestion est également synonyme d'une incertitude sur les livraisons contractuelles transfrontalières : ces flux non contractuels (on dit non nominés), mais imposés aux interconnexions transfrontalières, peuvent ainsi réduire les flux contractuels et fragiliser le fonctionnement de notre économie.

RTE anticipe des capacités d'échange en très forte croissance, **bien au-delà des importations retenues lors des périodes de tension en France.** RTE écrit en effet : *« Il convient de noter que la prise en compte des importations dans l'évaluation du niveau de sécurité d'approvisionnement [de la France] ne signifie pas pour autant que la France compte sur des importations d'électricité à la hauteur des capacités techniques d'interconnexion. La survenue d'épisodes de tension simultanée dans plusieurs pays, un faible niveau de marges dans les pays voisins ou une corrélation de phénomènes climatiques (vague de froid, anticyclone, etc.) peut en effet conduire à des imports d'électricité largement inférieurs aux capacités techniques d'interconnexion, les moyens de production locaux étant avant tout sollicités pour satisfaire la demande locale ».* On ne peut que souscrire à ce diagnostic et à cette prudence élémentaire destinée à préserver une sécurité d'alimentation suffisamment souveraine du pays, mais cela pose clairement la question de l'utilité réelle d'interconnexions surdimensionnées, ainsi que de moyens considérables de flexibilité imposés par l'intermittence. Devons-nous nous conformer à la doctrine de la CE de la « **plaque de cuivre** » européenne, supposée permettre d'égaliser sans limites les prix de marché de l'électricité dans tous les pays européens ? Ce rêve idéologique

des promoteurs du « tout marché » ne tient pas compte du fait que le prix de l'électricité est indexé sur le coût de plus en plus élevé du transport de l'électricité, via le TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public de l'Électricité) qui représente déjà entre un tiers et un quart de la facture. Une fois encore le consommateur, comme notre besoin de souveraineté dans une Europe divisée, sont oubliés.

Tout laisse à penser qu'une fois de plus aucune étude d'impact sérieuse n'a été réalisée.

Quand les excès sèment les graines de la révolte

PNC estime que le niveau d'interconnexions européen est déjà suffisant et que tout développement supplémentaire ne servira que les pays affichant idéologiquement un objectif tout renouvelable irréaliste. Les capacités intermittentes envisagées en Europe en 2035 sont colossales, environ 1000 GW selon RTE (pour mémoire la France aura fin 2024 environ 155 GW installés dont 48 GW d'EnRi intermittentes).

Il y a déjà quelques années, des États-membres de l'Est de l'Europe avaient mis en place des déphaseurs permettant de couper les connexions transfrontalières face aux excès de production allemands. En décembre 2014 c'est l'absence de production intermittente allemande qui met en émoi deux pays ayant des mix électriques robustes. La figure 1 montre l'évolution de cette production du 9 au 15 décembre 2024 : pendant deux jours les productions d'EnRi allemandes ont été très faibles, inférieure à 4 GW avec un minimum de 0,078 GW pour une puissance totale installée de 168 GW. Dans le même temps le prix spot s'envole et frôle les 1000 €/MWh.

L'Allemagne, s'appuyant sur les interconnexions, s'est alors alimentée dans les pays voisins, la Suède et la Norvège en particulier, provoquant une envolée des prix dans ces deux pays, pourtant largement autosuffisants. Le ministre norvégien de l'énergie annonce alors sa volonté de **couper les interconnexions avec l'Allemagne**, dont l'instabilité du marché entraîne une « **situation absolument merdique** » (sic). La Suède annonce alors la même décision.

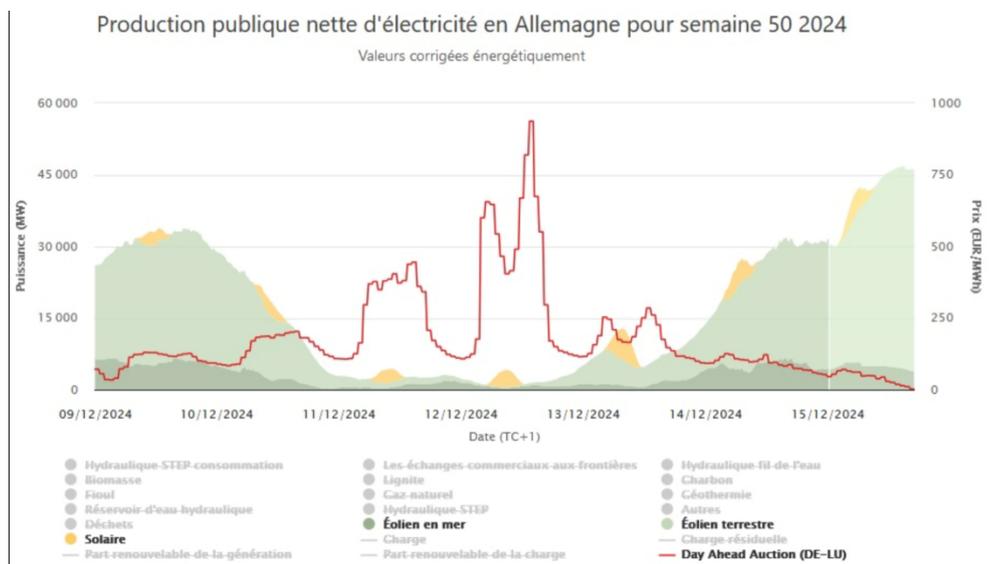


Fig. 1 : Quand Éole et Hélios se reposent les prix flambent

Ces deux exemples montrent que la liberté de circulation des électrons entre états ne sera pas acceptable pour les pays inondés par ces surplus non sollicités, ou pillés quand la météo devient trop défavorable. La France se trouve en première ligne avec son nucléaire modulable. Il s'agit là d'une véritable bombe à retardement **susceptible de mettre en péril la**

solidarité entre les pays européens, atteints dans leurs intérêts économiques majeurs. **Mais ni RTE, ni la CRE, ni bien sûr le gouvernement ne semblent anticiper cette question.**

PNC-France estime que chaque État-membre doit démontrer qu'il est capable de gérer sa production, avec ses propres flexibilités de production comme de consommation. A minima des contrats clairs et engageants doivent être signés avec ses voisins. **Une telle règle mettrait chaque pays face à ses responsabilités et réduirait considérablement les investissements dans les réseaux.**

Des interconnexions transfrontalières déjà suffisantes pour nos besoins nationaux

Nos interconnexions, en pleine croissance, sont déjà largement au-dessus du niveau requis pour assurer en toute sécurité l'équilibre de notre réseau. Selon la CRE, la capacité commerciale moyenne constatée mise à disposition par RTE en 2023 a atteint 20,6 GW à l'export (soit une augmentation de 21 % par rapport à 2020). À l'import, elle atteint 18,7 GW (+31 % par rapport à 2020), représentant plus de 12,5 % des capacités installées du parc de production français. En regard, les échanges entre la France et ses voisins ont été au maximum de 12,9 GW à l'importation et de 15 GW à l'exportation en 2022/2023.

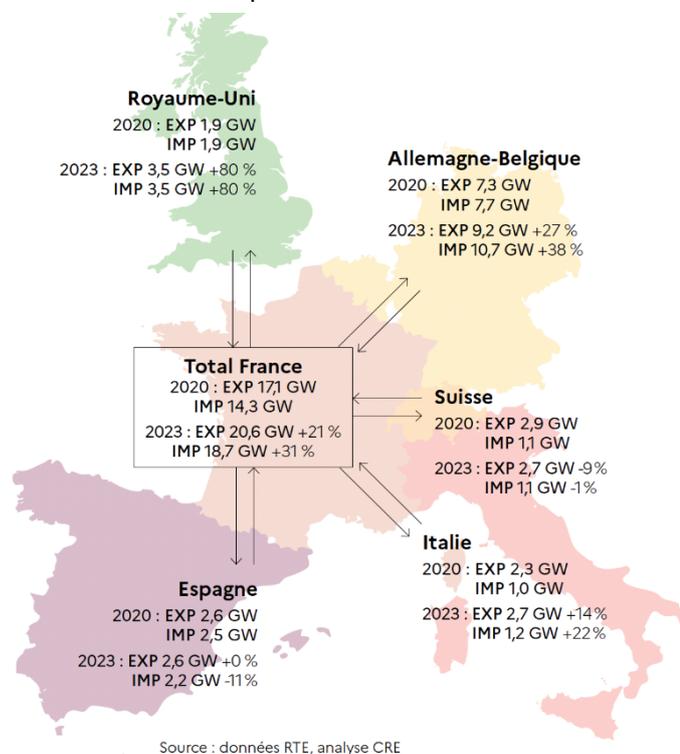


Fig. 2 : Capacités de transfert des connexions transfrontalières en 2023

Or nos principaux voisins, en arrêtant (ou en prévoyant d'arrêter) à court terme la totalité de leurs parcs nucléaires et fossiles pilotables sont en train de les remplacer par de gigantesques capacités intermittentes (Allemagne, Belgique, Espagne, Portugal, Italie). D'autres, comme le Royaume-Uni le font aussi car ils ont pris du retard dans le remplacement de leur parc nucléaire. Or les 1000 GW d'éolien et de solaire, qui pourraient nous cerner à partir de 2035, vont submerger notre réseau s'ils continuaient à bénéficier d'un accès prioritaire, aux dépens des moyens de production pilotables. Les nouvelles interconnexions déjà en cours de construction, soit 2,7 GW, ou en cours d'étude, soit 5,5 GW, vont encore aggraver cette menace.

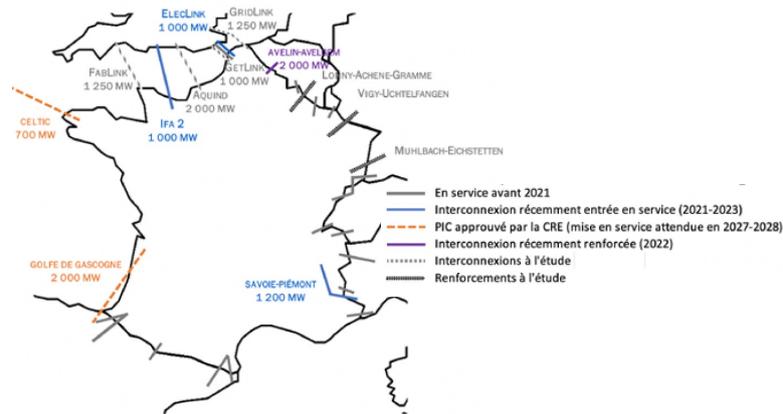


Fig. 3 – Les projets d’extension des interconnexions transfrontalières (sourced TE)

La France, au centre de l’Europe, est victime de la réglementation européenne, d’inspiration allemande, subit une réglementation contraignant un pays à dimensionner son réseau THT pour ne pas limiter les flux transfrontaliers et doit de plus contraindre sa base nucléaire à adapter sa production à ces invasions d’électrons intermittents.

XXXXXXXXXXXX

Annexe : focus sur les « loop-flows »

L’implantation disséminée des énergies renouvelables électriques intermittentes (EnRi) implique de lourds investissements dans le réseau de distribution de basse tension auquel elles sont majoritairement connectées, afin de lui permettre de refouler les 2/3 de leur production vers le réseau de transport. Ce réseau doit également adapter ses infrastructures pour répondre aux aléas de chaque zone de production afin de prendre en charge chacun de leurs records en puissance, lorsque les conditions météorologiques leur sont favorables.

Un développement suffisant des réseaux de transport et de distribution est l’une des conditions strictes pré requises pour tout mix électrique à forte proportion d’énergies renouvelables, ainsi que l’avait clairement énoncé RTE dans son rapport conjoint avec l’AIE.

Le présent focus sur les loop flows allemands propose de mettre en lumière à la fois le dérapage du retard pris par les réseaux de transport THT allemands, malgré les milliards d’euros qui sont consacrés à leur nécessaire développement, mais aussi les conséquences de ce retard sur la sécurité de l’approvisionnement français et, par là même, sur son prix.

Rappel sur le marché couplé de l’électricité

Afin d’optimiser les capacités d’interconnexion, le **couplage du marché européen de l’électricité** permet de mettre aux enchères à la fois la fourniture électrique et la capacité de d’interconnexion correspondante. Concernant le marché journalier, les ordres sont reçus jusqu’à midi pour une livraison le lendemain. Deux opérateurs de marché sont habilités à opérer en France : Epex et Nord Pool. A partir des ordres reçus, le cours du lendemain est alors calculé heure par heure par l’algorithme Euphemia, en fonction de l’offre et de la demande et des disponibilités du réseau, fournies par des centres de coordination technique, tels que Coreso pour la région Centre-Ouest, la péninsule ibérique et l’Italie du Nord.

La description de ces mécanismes est développée dans « *Le marché de l’électricité selon Marcel Boiteux* ».

Des passagers clandestins

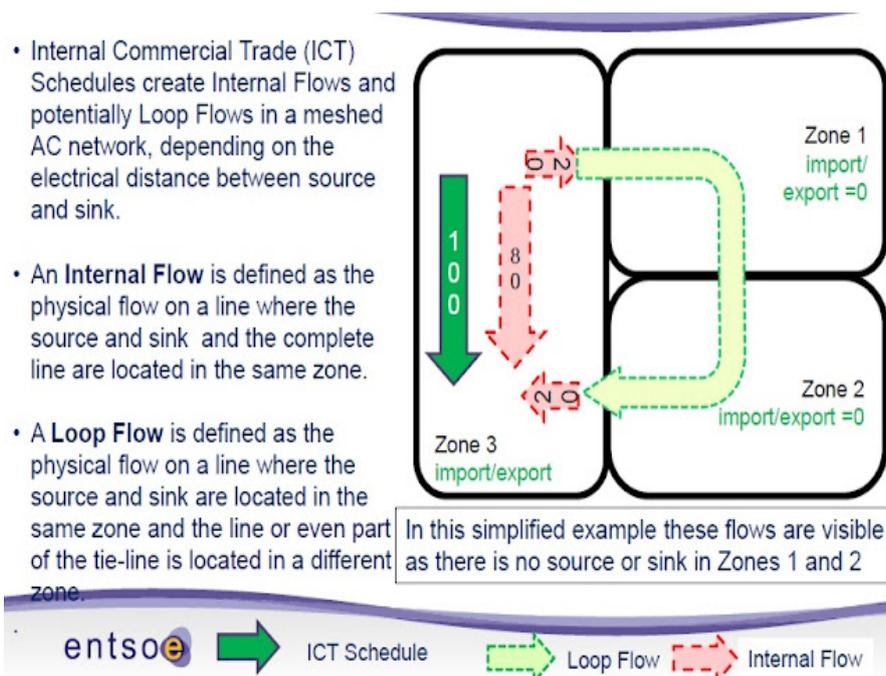
Lors de leur livraison, les flux physiques de ces transactions transitent quasi instantanément (200 000 km/seconde) sur le réseau européen en suivant la voie de la moindre résistance et non le chemin le plus court. Et si des échanges prévus à l'intérieur d'une même zone d'enchères (Internal Commercial Trade : ITC) ne programment aucun transit par les réseaux voisins, les congestions des propres lignes de cette zone ne les en détournent pas moins vers ceux-ci.

Le gestionnaire du réseau européen Entso-e en illustre le principe ci-dessous.

Dans cette illustration, la zone 3 programme une livraison intérieure, du nord au sud de 100, mais la congestion relative des lignes de 3 entraîne le transit de 20 par les zones 1 et 2 avant de revenir dans le sud de la zone.

Le document complet mérite qu'on y prête attention pour comprendre les différents types de flux : programme net agrégé externe (ANE), flux de charge, de soulagement, de transit, inattendu ...

La part croissante de ces loop flows non programmés est clairement dénoncée par l'Entso-e dans le préambule de son rapport au titre **explicite « Concilier le marché avec la physique »**. Car ces loop flows réduisent les capacités d'interconnexion qui sont vitales pour tout système électrique à forte composante intermittente.



Les prévisions du centre de coordination technique

Pour déterminer les capacités d'interconnexion disponibles, le centre de coordination technique Coreso se fonde, selon sa réponse à notre question, sur un modèle du réseau électrique (CGM, Common Grid Model) qui constitue une prévision de l'état du réseau au moment de chaque échange prévu.

Ce CGM consiste en une description du système électrique (éléments de réseau, unités de production et points de consommation) qui permet de calculer les flux physiques d'électricité sur chaque élément de réseau. Les flux physiques ainsi calculés comprennent aussi bien les flux de bouclage (loop flows) non nominés que les flux résultant de nominations.

A partir de ce CGM, des variations d'échanges commerciaux transfrontaliers sont simulées afin de déterminer les échanges maximaux admissibles. **Ce maximum prend bien en considération les flux de bouclage non nominés qui sont reflétés dans le CGM.**

L'Agence pour la coopération des régulateurs d'énergie (ACER)

Ces flux non nominés, ou flux de boucle (loop flows), sont décrits comme des « passagers clandestins (free-rider flows) par l'ACER qui les dénonce dans un **rapport du 3 juillet 2024** sur les congestions du réseau. La provenance de ces loop flows y est clairement décrite comme liée aux fortes productions des éoliennes du nord de l'Allemagne, notamment lorsqu'elle est combinée avec des importations de Scandinavie, et que les congestions du réseau allemand font transiter par les Pays-Bas, la Pologne, la république tchèque, l'Autriche, la Belgique et la France. **Ces passagers clandestins peuvent mobiliser plus de 40% de la capacité disponible et même plus de 50%.**

Ce qui limite d'autant les capacités d'importation de ces pays, malgré leurs efforts de renforcement de leurs interconnexions, et pose même un problème en regard de l'obligation de chaque État membre d'assurer **70% des capacités disponibles pour les échanges aux frontières**, faisant ainsi l'objet de demandes de dérogations par les pays les plus touchés.

Le rapport accablant de la Cour fédérale des comptes

La Cour des comptes fédérale allemande a publié un **rapport sur l'Energiewende** en mars 2024. Si ce rapport fait état d'un retard sur le développement prévu des EnRi, il stigmatise particulièrement celui du réseau supposé permettre de les transporter à longue distance. Elle constate que les besoins de ce réseau progressent plus vite que les investissements qui lui sont consacrés. Avec un déficit croissant, chiffré à 6 000 km de lignes de transport (ubertragungsnetze) pour 2023.

Le rapport dénonce : *« 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. »*

Il relève également la lourde sous-estimation des coûts du réseau de distribution : *Les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) devraient investir pas moins de 150 milliards d'euros d'ici 2045. Selon de nouvelles informations parues dans la presse, les besoins d'investissement pendant cette période pourraient même s'élever à 250 milliards d'euros. »*

A ces coûts s'ajoutent ceux des services système qui devraient augmenter considérablement, *« en particulier les coûts de gestion de la congestion du réseau, pour atteindre 6,5 milliards d'euros par an d'ici 2028. »* La Cour fédérale des comptes dénonce d'ailleurs également **le retard pris dans la construction de capacités de moyens pilotables de secours qui n'en resteront pas moins indispensables pour les périodes sans vent ni soleil.**

La sécurité française menacée

Le 4 avril 2022, la France pulvérisait le record de prix du marché en devant recourir aux offres d'équilibrage (**DMO et Domin**) que RTE a dû accepter à 2 987,78 €/MWh, entre 7 heures et 9 heures, en raison de la forte consommation liée au froid et de la faible disponibilité du parc nucléaire.

Les interconnexions avec l'Allemagne qui sont prévues pour éviter une telle divergence de prix grâce aux importations, n'ont alors pas pu jouer leur rôle en raison des loop flows allemands provoqués par une production éolienne particulièrement élevée, avec 37 844 MW à 8 heures,



soit dans le 94^{ème} percentile depuis le 1^{er} janvier. Dans son **rapport de juin 2022** sur cet événement, la CRE montre en effet la **corrélation systématique entre production éolienne allemande et baisse des capacités d'importation française** en raison des loop flows, avec seulement **3 597 MW de capacités d'import** disponibles depuis la Belgique et l'Allemagne, le 4 avril à 8 heures, pour une capacité totale de **15 720 MW** et une capacité moyenne disponible de **8 364 MW**.

Dans le contexte difficile du 4 avril, les interconnexions étaient destinées à permettre à la coopération entre États de faire converger les cours par des importations. Ce qui est systématique tant qu'elles ne sont pas saturées. Cette coopération est pourtant la profession de foi du développement des EnRi qui misent sur une mutualisation toujours plus large.

Son coût est exponentiel, la faillite du 4 avril 2022 n'augure rien de bon !



Fiche N°6

De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 (sur la base des chiffres 2019) ?



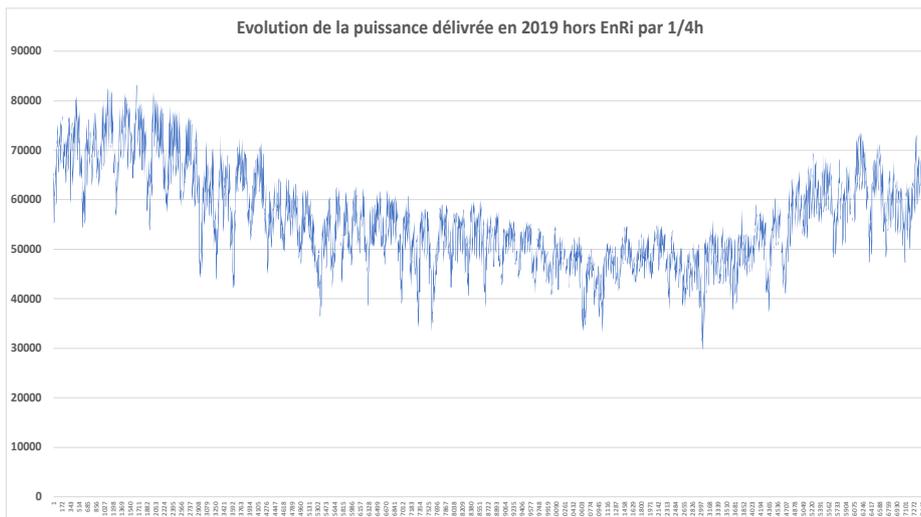
On peut considérer qu'en 2026 la puissance garantie au cœur de l'hiver pourrait être de 83 GW environ grâce à la mise en service de l'EPR Flamanville 3, de la fin des arrêts liés à la corrosion sous contrainte, et de la poursuite du grand carénage (3 tranches/an), tout en tenant compte de la mise à l'arrêt programmée des dernières centrales à charbon.

PNC-France considère **qu'il serait raisonnable de disposer rapidement d'une dizaine de GW supplémentaires de capacités pilotables de pointe**, essentiellement à gaz au départ, car le développement de STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompage) demandera une dizaine d'années. Dans l'hypothèse d'une relance de la consommation d'électricité, nécessaires à la décarbonation des usages, cette puissance pilotable additive devrait être portée à une quinzaine de GW, dans l'attente du démarrage des nouveaux EPR2.

La figure ci-dessous présente l'évolution de la puissance délivrée en 2019 par notre mix électrique. La capacité nucléaire était de 63 GW (sans arrêts pour problèmes de corrosion sous contrainte), et celle des centrales à charbon de 3 GW.

On constate un pic de puissance de 83,4 GW mais surtout une puissance maximale délivrée généralement inférieure, entre 70 et 80 GW en hiver et d'environ 50/55 GW en été. Fin 2019 la France disposait d'un parc installé de 136 GW, dont 23,6 GW intermittents, les EnRi (éolien et solaire).

Cette réalité résulte de ce dont tout ingénieur est conscient, la disponibilité réelle d'un parc, fonction de celle de chaque moyen de production et de sa temporalité propre, est limitée nécessairement en raison des maintenances et indisponibilités fortuites ou programmées.

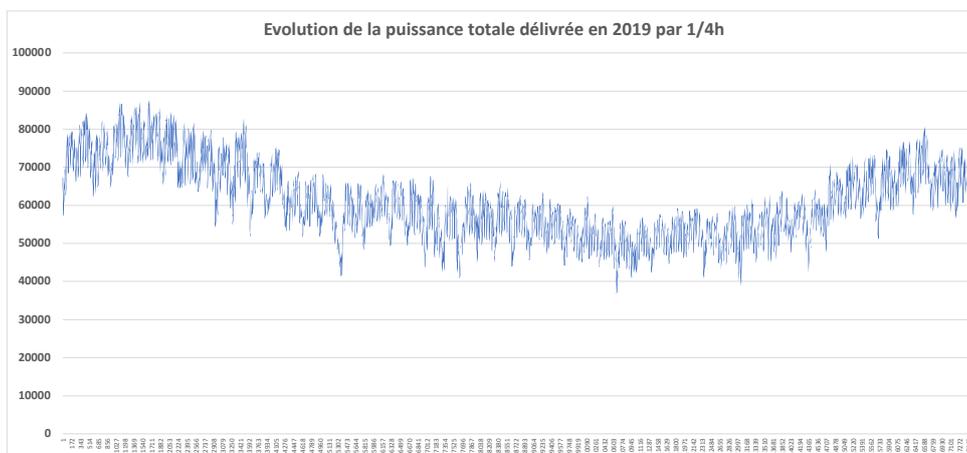


C'est ainsi que les mêmes courbes d'évolution annuelle par sources de production montrent les maximums suivants en hiver en cette année 2019, en regard du parc installé de chacune des sources de production :

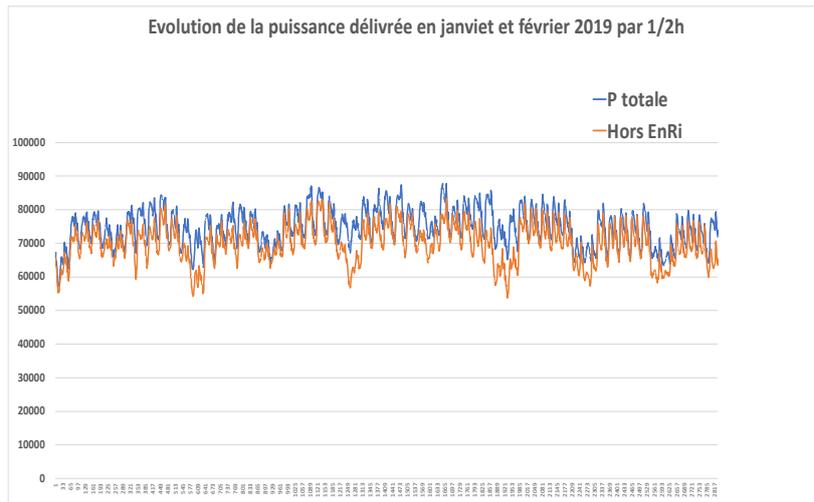
Nucléaire	Hydro (lacs)	STE P	Fil de l'eau + éclusées	CCG	Cogénération	TAC	Bioélectricité	Charbon
56,4 GW sur 63,13	6,2 GW sur 10,22	3,5 GW sur 4,6	7 GW sur 10,9	5,5 GW sur 6,26	3,2 GW sur 4,9	0,6 GW sur 0,7	0,9 GW sur 1,9	1 GW sur 3

La capacité maximale, si toutes les sources de production non EnRi étaient simultanément à leur maximum, serait de 84,3 GW pour 105,6 Gigawatt installés. La réalité est un peu plus faible, moins de 80 GW, car les disponibilités maximales de toutes ces sources ne sont pas synchronisées.

L'examen de la production EnRi incluses, ci-dessous, montre un maximum de 87,7 GW en hiver et de 55 GW en été. L'apport des 26 GW intermittents lors des pics de consommation a ainsi été inférieur à 7 ou 8 GW.



Il est intéressant d'examiner le détail des productions en janvier et février 2019, pour une capacité installée d'EnRi de 24,2 GW (8,7 GW solaire et 15,5 GW éolien) :



La puissance max délivrée est de 87,7 GW, soit un apport intermittent de 4 GW seulement pour 24,2 GW installés. Mais cet apport doit être relativisé car l'apport solaire peut-être non négligeable en milieu de journée, de 3 à 4 GW, mais seulement quelques heures, et il est absent à 9h comme à 17h.

Les jours les plus froids, hors des périodes de production solaire, quand l'appel de puissance est proche de 90 GW (se souvenir des 102 GW de 2012), l'apport des EnRi était limité à 2 GW.

PNC-France considère **qu'il serait raisonnable de disposer rapidement d'une dizaine de GW supplémentaires de capacités pilotables de pointe**, essentiellement à gaz au départ (mais compatibles biogaz), car le développement de STEP demandera une dizaine d'années. Dans l'hypothèse d'une relance de la consommation d'électricité, nécessaires à la décarbonation des usages, cette puissance pilotable additive devrait être portée à une quinzaine de GW, dans l'attente du démarrage des nouveaux EPR2.



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 conduit 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

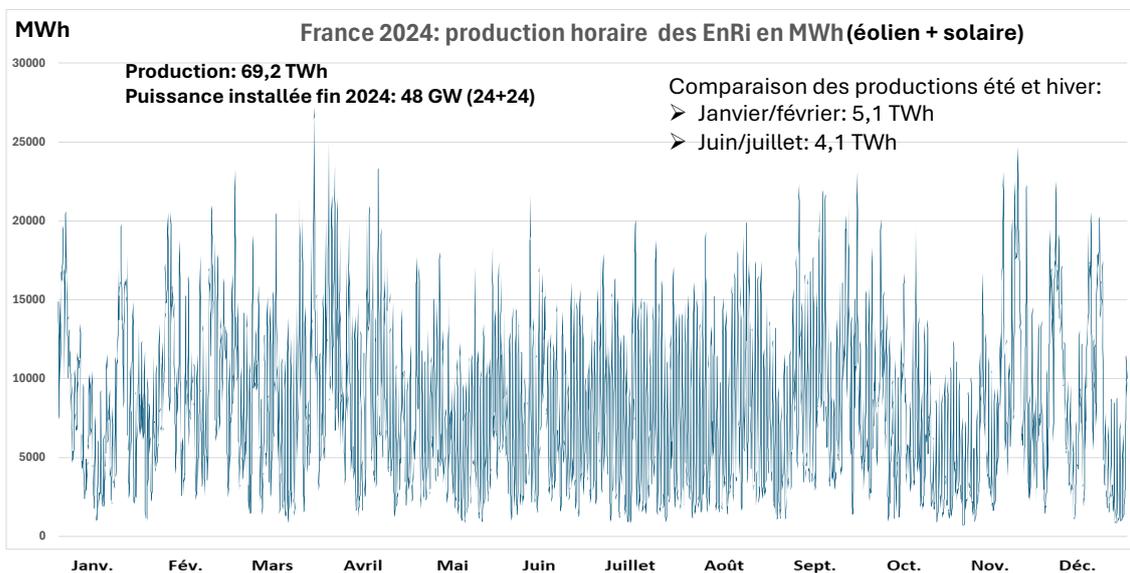
Nos capacités intermittentes (éolien et photovoltaïque essentiellement) sont devenues significatives. Leur puissance cumulée devrait être proche de 47 GW fin 2024, soit 74 % de celle du nucléaire. Leur variabilité devient un défi, amplifié par la surcapacité de voisins dont la production circule presque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

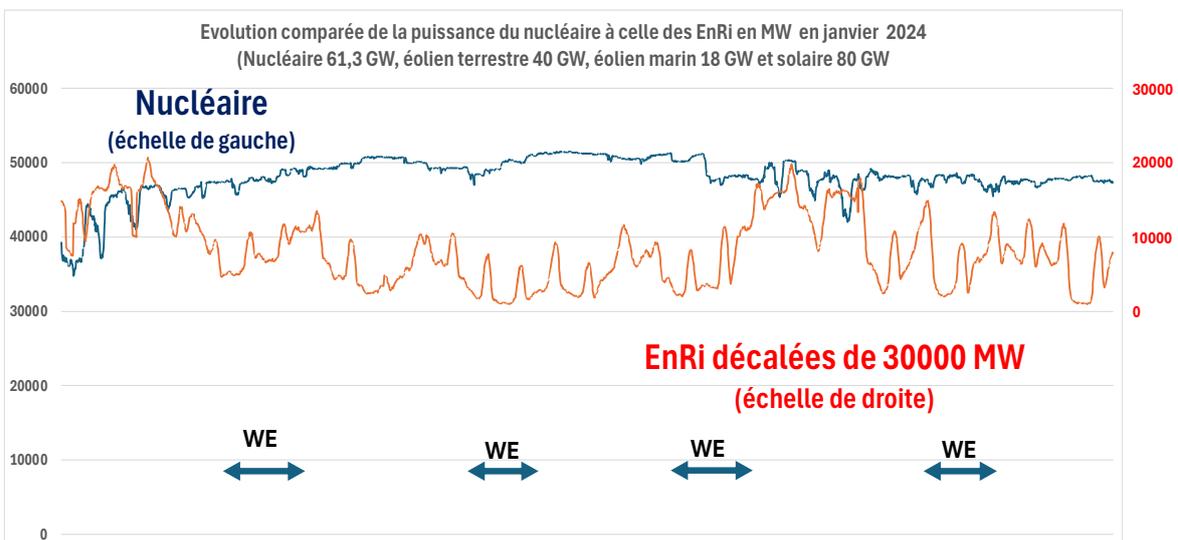
Avec 48 GW fin 2024 les EnRi françaises ont un impact très difficile à évaluer compte-tenu de la liberté de circulation de l'électricité et de l'importance des échanges transfrontaliers. Pour compliquer l'équation, les productions des EnRi européennes empruntent des circuits complexes de circulation (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 pilotable 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.



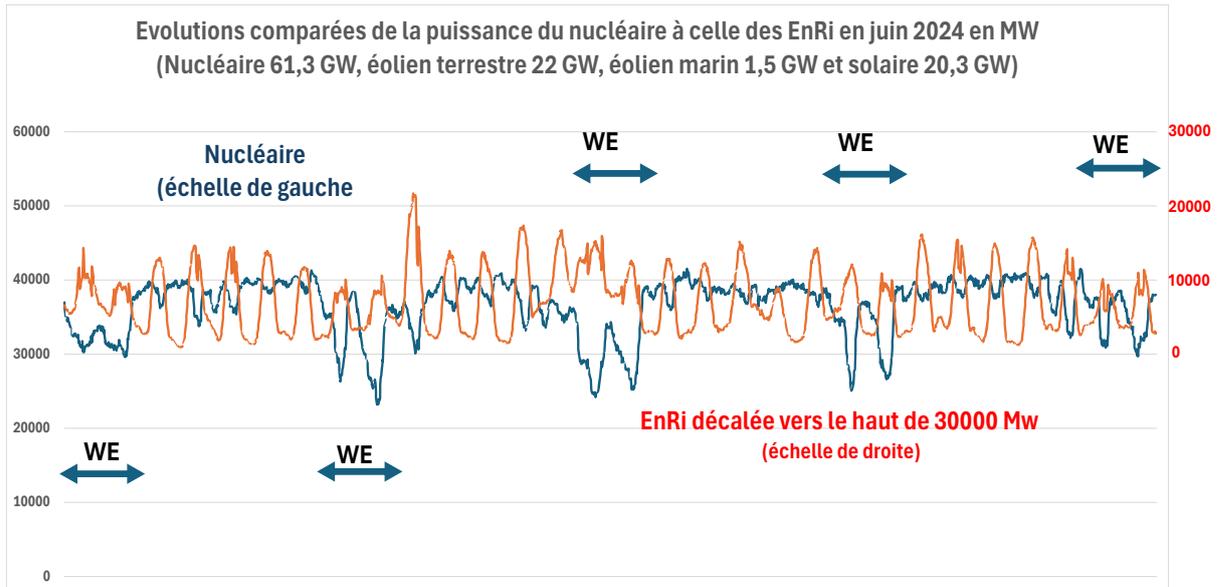
Globalement la production hivernale des EnRi est très irrégulière et est globalement moins productive, alors que les besoins sont plus importants qu'en été.

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.



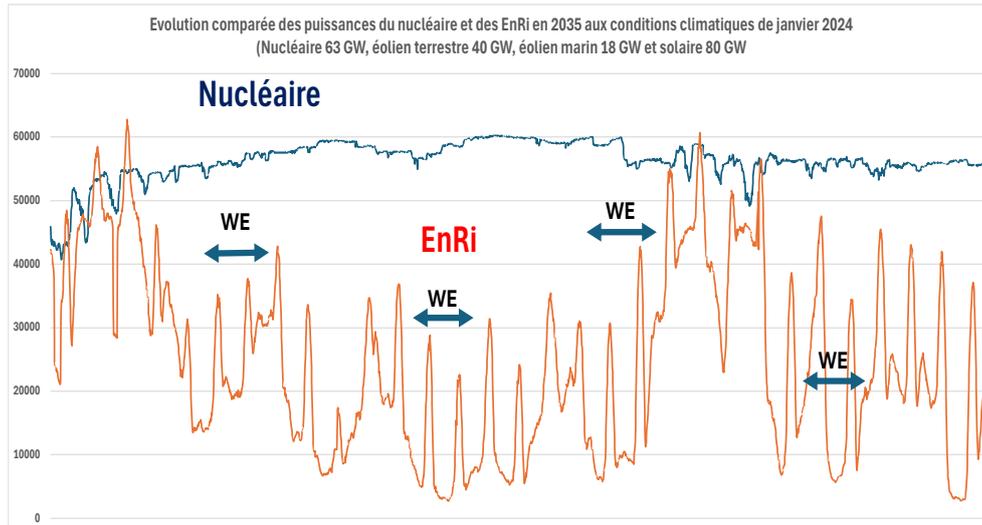
L'impact du solaire apparaît plus clairement, d'une dizaine de GW pendant les WE, et de quelques GW en semaine, avec un impact en énergie encore faible (moins de 2 %), car seulement diurne. Parallèlement, le niveau de production de l'éolien est faible.

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 pilotables. 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 :

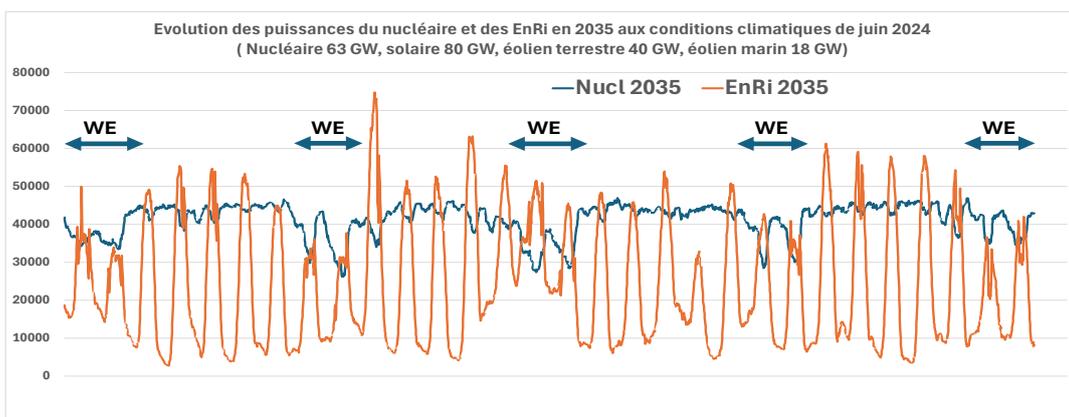


Les puissances délivrées par les EnRi peuvent être très importantes, jusqu'à plus de 60 GW en milieu de journée. Le pic solaire est étroit mais significatif (35 GW), mais la production journalière est faible car les journées sont courtes (production 4 à 5 fois plus faible que l'été). La puissance EnRi 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.

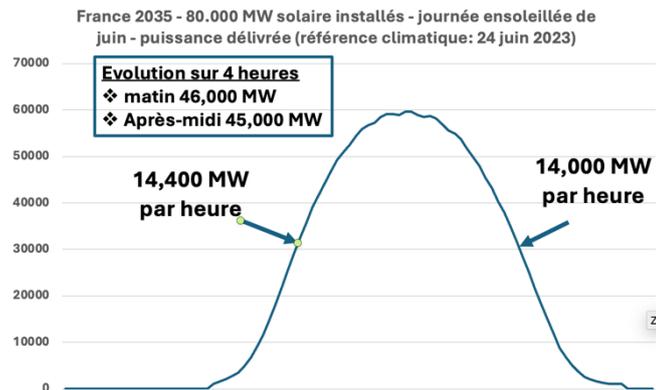
En été les ambitions sur le solaire, de 80 à 100 GW, sont potentiellement cataclysmiques :



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.



Fiche N°8

La flexibilité ? Un nouveau mantra ?

Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité



La PPE3 doit-elle restée figée sur le scénario de référence de RTE ?

Aux doutes de PNC-France sur les autres objectifs de la PPE3 et de la SNBC (efficacité énergétique, décarbonation) s'ajoute donc son inquiétude pour un scénario de référence pour l'électricité, non optimisé et ne reposant pas sur des technologies garanties pour 2030. De plus, la vision 2035, avec poursuite de la croissance des EnRi, est encore plus risquée. Or la PPE3 ne prend pas en compte les configurations alternatives exposées par RTE, alors qu'elles requièrent un positionnement clair de la puissance publique. Comment ces choix stratégiques, primordiaux pour les investisseurs et les citoyens, ont-ils été validés et sur la base de quelles analyses de risque ?

PNC-France recommande d'adopter une démarche robuste tenant compte de l'évolution réelle de la consommation et des flexibilités, et reposant prioritairement sur des technologies maîtrisées industriellement. A ce titre, la mise en place de tests annuels de flexibilité, proposés par RTE, nous paraît indispensable, sous condition d'adoption de situations tendues enveloppes réalistes, été et hiver, ce que n'a pas présenté RTE. De même, il paraît hasardeux de fonder à si court terme la flexibilité sur des secteurs industriels fragiles ou sur la possibilité d'utiliser la capacité de stockage réversible des batteries des véhicules électriques.

PNC estime que **l'investissement dans des capacités thermiques de secours pour gérer les pointes et l'ultra-pointe** sera très compétitif au prix d'émissions faibles de CO2. Il réduirait les investissements considérables en EnRi, qui contribuent au déséquilibre de nos échanges commerciaux, et réduirait les coûts des réseaux de transport et des flexibilités. Il rendrait la France moins sensible aux tensions qui s'annoncent déjà sur le marché des matières premières et de leurs transformations.

La PPE3 va lourdement peser sur les industriels et les familles et elle doit être réorientée par une analyse économique qui ne peut être confiée ni à RTE, juge et partie, ni soumises aux avis technocratiques de la CRE. Face aux affirmations dans les médias d'une compétitivité des EnRi, il faut rappeler que le développement gigantesque des réseaux et des flexibilités, comme les contraintes qui seront imposées aux consommateurs, résultent pour l'essentiel de la croissance des EnRi. Ces sources d'énergie fatales ne contribuent aucunement au financement des flexibilités qu'elles génèrent.

M. Piechaczyk -Président de RTE, septembre 2024

« Les exigences de sécurité d'alimentation du réseau ne sont tout simplement pas compatibles avec un pourcentage trop élevé d'Énergie Fatale Intermittente ».

« Les ENR sont devenues un acteur majeur du système électrique, il faut que demain, elles aient les mêmes droits et les mêmes devoirs que les autres moyens de production ».

La flexibilité vise à assurer en permanence et en temps réel l'équilibre entre production et consommation

Les moyens qui apportent de la flexibilité au réseau électrique incluent des capacités de production pilotables, des moyens de stockage-déstockage, des échanges sur les réseaux y compris via les interconnexions transfrontalières, et les effacements ou reports de certaines consommations. Jusqu'à une période récente, la flexibilité consistait essentiellement à adapter le fonctionnement et le niveau de puissance d'unités de production pilotables. Le développement rapide de productions intermittentes, modifie profondément cet équilibre.

PNC considère que le développement des flexibilités destiné à compenser l'intermittence aux horizons 2030 et 2035 est totalement irréaliste

Pourquoi le besoin de flexibilité s'envole-t-il ?

Le système antérieur, bien rodé, est aujourd'hui confronté au développement rapide d'unités de production faisant appel aux Énergies renouvelables électriques intermittentes (les EnRi) qui délivrent une énergie fatale, non pilotable, l'éolien terrestre ou marin et le solaire photovoltaïque. Elles sont dans le cas général appelées en priorité sur le réseau du fait de leur coût marginal de production nul, coût qui n'inclut pas celui des externalités négatives qu'elles imposent. Leurs productions dépendent des conditions météorologiques et de la saisonnalité. Elles sont souvent excédentaires ou très insuffisantes, et ne sont pas en phase avec la consommation. Leurs variations de puissances sont, dès à présent, très importantes (fréquemment de l'ordre de 8 à 12 GW en 4 heures en 2023 et le seront 4 fois plus en 2035 dans les conditions de la PPE3. Les règles actuelles d'appel sur le réseau de leurs productions en font, ce qui est injustifié, des productions de base, qui bénéficient d'une priorité d'accès, alors qu'elles ne participent pas à l'équilibre du réseau. L'équilibre de ce dernier est ainsi mis en danger. Ces dysfonctionnements, révélés par l'envolée des épisodes de prix négatifs ou de prix considérables, sont de plus en plus évidents au fur et à mesure que la proportion des capacités installées non pilotables devient importante par rapport aux moyens de production pilotables, tant en France qu'en Europe.

De quelles flexibilités s'agit-il ?

Les moyens susceptibles de contribuer au respect de l'égalité entre puissance disponible et puissance consommée sont multiples, mais d'efficacités ou de maturités très diverses :

- Les moyens d'adaptation de la puissance, par **demande de baisse de charge des unités pilotables** ou par la **mise en service d'unités de pointe**, (généralement des centrales gaz). Ces moyens disposent de réserves disponibles en permanence et sont matures.
- Des ordres **d'écritages des surproductions d'EnRi** adressés par RTE aux producteurs. La question des compensations financières, actuellement accordées aux producteurs d'EnRi sous contrat de prix garantis, présente l'inconvénient d'encourager des surinvestissements, sans lien avec les besoins réels.
- Des **dispositifs de stockage d'énergie pilotables**, principalement hydrauliques (réservoirs d'altitude, marnage de barrages au fil de l'eau, Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)), ou batteries. Les moyens hydrauliques sont matures et efficaces mais très capitalistiques. Ils sont surtout dévolus à la gestion des pointes de consommation. Par contre, rien n'est accessible au bon niveau pour gérer les pointes de productions, liées en particulier au solaire (stockage journalier) ou à l'éolien (stockage au niveau de la semaine) . Le stockage par batterie se développe, mais reste très cher,

n'est pas sans danger (risque d'incendie entraînant une pollution définitive de l'environnement par les métaux lourds) et ne couvre que quelques heures (généralement 2 et exceptionnellement 4h).

- Des **dispositifs contractuels et commerciaux** faisant varier les prix en fonction de la disponibilité des capacités (contrats Tempo et EJP, abonnement HP/HC), dont l'objectif est de faire moduler la consommation par les consommateurs eux-mêmes. L'irrégularité (en niveau de puissance et dans le temps) des productions intermittentes devrait orienter vers des plages tarifaires variables et décidées à très court terme, dont la mise en œuvre sera complexe, voire très contraignante pour les consommateurs. La CRE vient bien tardivement de prendre en compte cette évolution en visant une application en 2026 de plages horaires multiples et variables.

Si les moyens de gestion listés ci-dessus sont insuffisants, des contraintes graduées sont mises en œuvre pour éviter les coupures généralisées (black-out).

- Des dispositifs contractuels permettant des **effacements de puissance** pour certains utilisateurs électro-intensifs ou pour des particuliers.
- Des dispositifs de **sensibilisation et d'appel à la sobriété** (par exemple alertes Ecowatt, orange ou rouge selon le cas), encore très marginaux.
- Des dispositifs de **délestage de puissance par contrainte** avec préavis auprès des consommateurs concernés.

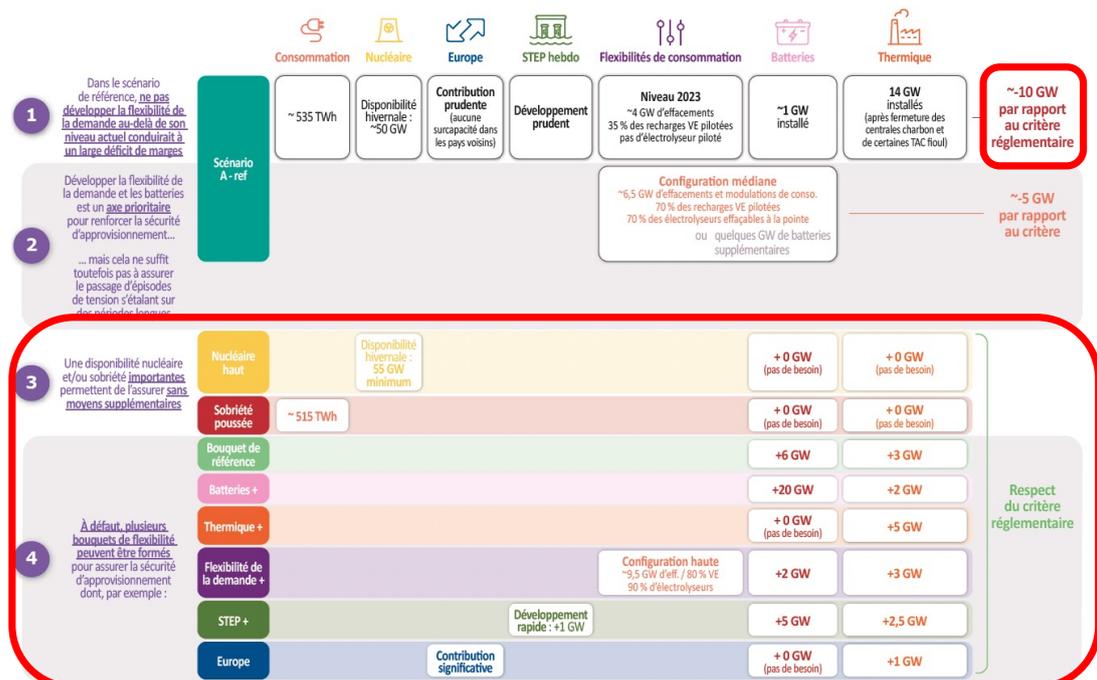
Ces contraintes sont lourdes pour leurs utilisateurs, les industriels en particulier, ou complexes à mettre en œuvre car elles s'adressent à des consommations diffuses.

A ces moyens, s'ajouteront à l'avenir le pilotage de la consommation et du stockage, encore au stade expérimental (fonctionnalités interactives des compteurs Linky, échange d'énergie stockée dans les batteries des voitures électriques).

Comment ces flexibilités s'intègrent-elle dans la PPE3 ?

Les divers moyens décrits ci-dessus ont fait l'objet d'une analyse et de projections dans le Bilan Prévisionnel 2023-2035 de RTE publié en juillet 2024 (chapitre 6 « flexibilités »).

Figure 6.23 Solutions pour assurer l'équilibrage en puissance au sens du critère réglementaire à l'horizon 2030 : les différents « bouquets de flexibilité » possibles

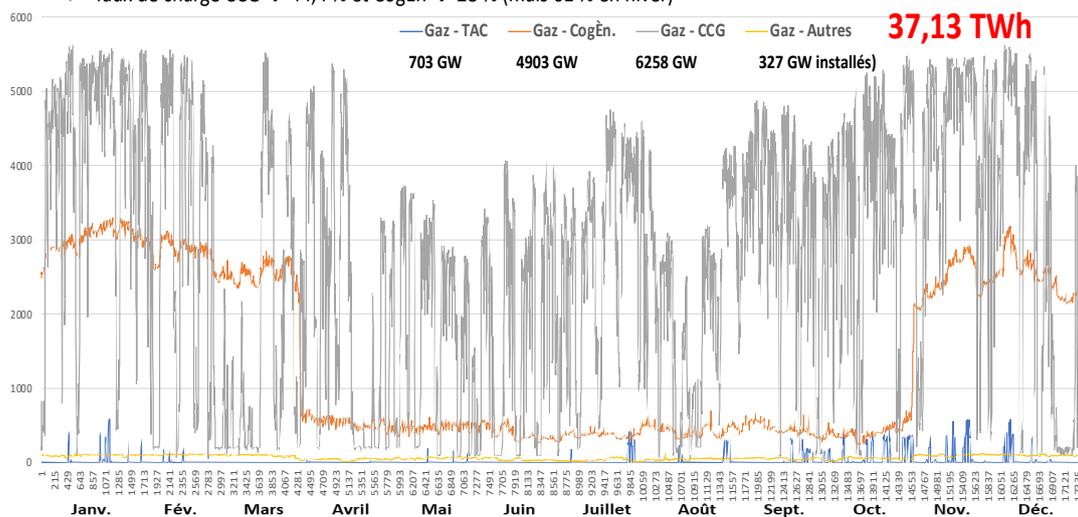


PNC-France constate que RTE présente un scénario de référence qui, au regard des prévisions de croissance de l'éolien et du solaire, offre un développement des flexibilités qui encore insignifiant (voir en haut de la figure 6-23 ci-dessus), alors qu'il y a aujourd'hui un déficit de puissance pilotable de 10 GW par rapport au critère réglementaire. De plus les puissances gaz actuelles, 14 GW, sont fréquemment en base (Cogénération) ou semi-base (CCG) en hiver, comme le montre la figure ci-dessous.

2019 : Centrales à gaz (Puissance installée 12191 MW)

- Peu de souplesse sur la cogénération qui est en base
- Utilisation massive des CCG à 90 % de P installée (suivi hebdomadaire et quotidien)
- Taux de charge CCG → 44,4 % et CogEn → 28 % (mais 61 % en hiver)

P max	9467
P min	350
P moy	4239



Le gaz fonctionne en semi-base et nous devons importer les pointes

La disponibilité réelle des flexibilités ne sera donc que de quelques GW lors de périodes tendues. RTE propose en bas du tableau, pour compenser cette faiblesse, plusieurs bouquets de flexibilité envisageables en fonction des réussites ou des échecs des objectifs de la PPE3, reportant ainsi toute dérive par rapport au scénario de référence sur la puissance publique (p. 48 du document).

RTE, prudent, estime nécessaire de **réaliser des stress tests annuels** en simulant des conditions aux limites réalistes, dépendant de probabilités de défaillances temporelles et d'insuffisance de production (figures 6.27 ci-dessous). Mais RTE propose dans son texte deux profils de production très discutables, sans doute trop favorables. Par exemple, les cas étudiés ne retiennent pas les cas d'absences simultanées de vent et de soleil, ce qui est évidemment absurde car les nuits sans vent sont fréquentes. Mais surtout RTE ne présente aucune analyse des moyens envisagés pour faire face aux variations de puissance solaire considérables telles qu'anticipées en 2035, (jusqu'à 40 GW en 4h seulement, matin et soir en été).

PNC-France considère que le scénario de référence de RTE n'est pas robuste, met en danger notre économie et conduira à des délestages autoritaires ou à un recours à des importations coûteuses et incertaines, destructrices pour notre économie. Faire reposer la sécurité d'alimentation sur une multiplication des capacités intermittentes est totalement illusoire.

Figure 6.27 Résultats des stress-tests sur le scénario « A - référence » en 2030

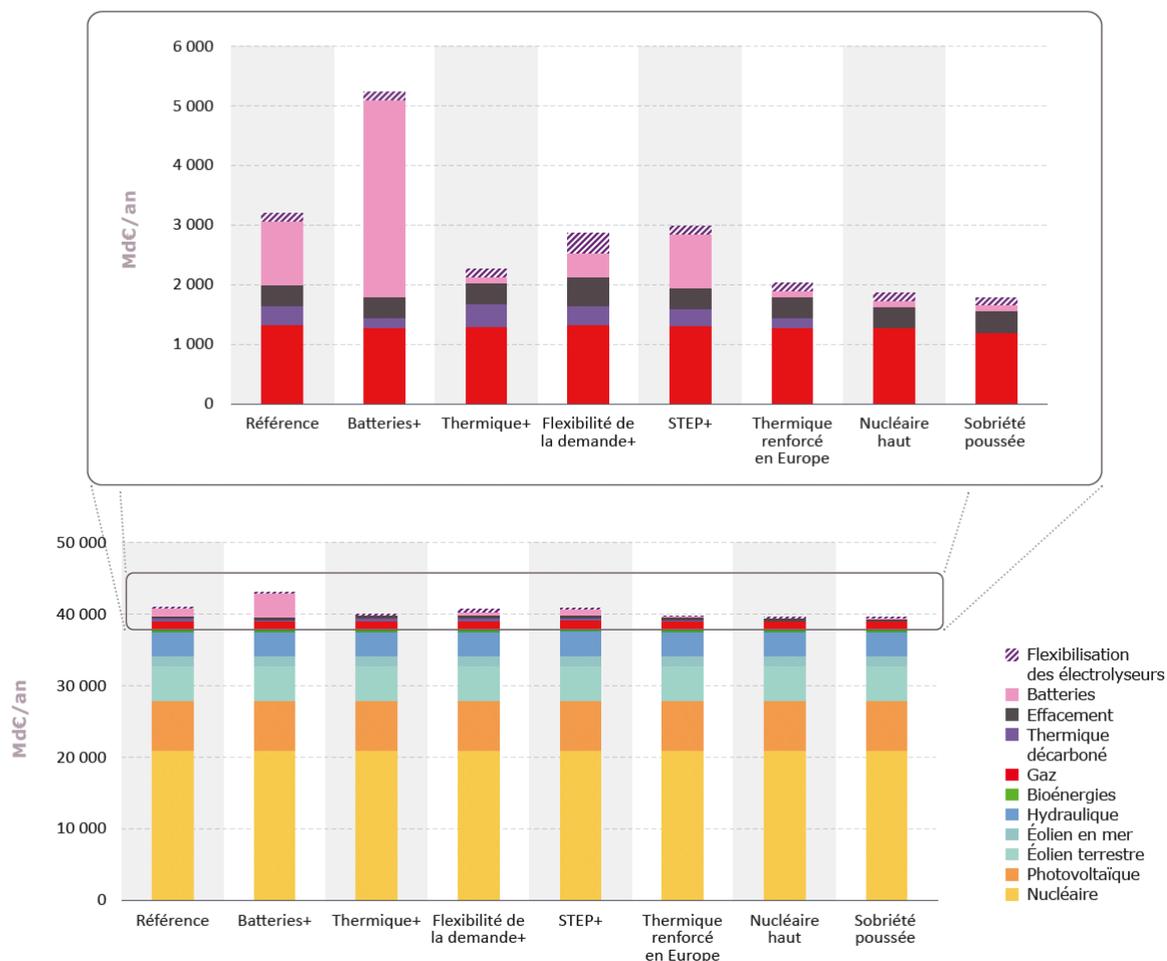
	Capacité à respecter le critère réglementaire en espérance sur l'année	Risque de défaillance		Leviers de rétablissement du risque au niveau du critère durant la semaine du stress-test				
		Probabilité de défaillance	Espérance de défaillance					
Scénario A - ref (avec bouquet de flexibilité)	Assurée	4 %	< 1 h	5 GWh	Thermique supplémentaire par rapport au bouquet de flexibilité  ou Disponibilité hivernale nucléaire  ou Réduction de la conso. résidentielle et tertiaire sur signal Ecowatt 			
		durant la semaine de risque le plus élevé (2 ^e semaine de janvier)						
		durant la semaine du stress-test						
Stress-tests monofactoriels	1 Vague de froid intense 	Très faible	30 %	~ x 5 (< 3h)	~ x 3	+ 4 GW	52 GW	8 % (8 GW)
	2 Vent faible 	Assurée	Risque inférieur à la semaine de référence					
	3 Faible disponibilité nucléaire 	Faible	8 %	~ x 2 (< 3h)	~ x 2	+ 4 GW	-	8 % (6 GW)
	4 Échanges réduits 	Faible	8 %	~ x 2 (< 3h)	~ x 2	+ 5 GW	55 GW	9 % (7 GW)
Stress-tests multifactoriels	5 Vague de froid anticyclonique 	Impossible	60 %	~ x 25 (> 3h)	~ x 30	+ 11 GW	59 GW	30 % (21 GW)
	6 Vague de froid et faible disponibilité nucléaire 	Impossible	55 %	~ x 25 (> 3h)	~ x 25	+ 13 GW	-	25 % (19 GW)
	7 Épisode estival caniculaire en année sèche avec indisponibilité nucléaire 	Assurée	Risque inférieur à la semaine de référence					

La Flexibilité : à quel prix ? et qui va la payer ?

L'analyse économique des différents modes de gestion des flexibilités étudiés montrent que les bouquets qui favorisent les capacités thermiques de secours (centrales gaz fossile) sont moins dispendieux que ceux intégrant des batteries une flexibilité de la consommation. On voit que la compétitivité de la production nucléaire est confirmée (figure 6.42 ci-dessous). Paradoxalement RTE met en avant la flexibilité de la demande alors que les systèmes et procédures à mettre en œuvre pour gérer cette flexibilité de la demande à grande échelle en sont encore au stade des études, sans garantie de succès. Pendant ce temps, les investissements massifs dans les EnRi, dont les composants sont largement importés, creusent jour après jour le déficit de la balance commerciale française (§ 6.3.2).

En revanche, en accord avec la position de PNC-France, RTE confirme qu'en 2030 les flexibilités de la demande et de la modulation fondées sur la production d'hydrogène par électrolyse (sous réserve de la démonstration de sa souplesse) seront quasi inexistantes.

Figure 6.42 Coûts fixes annualisés de la production d'électricité en fonction de la configuration ou du bouquet de flexibilité dans le scénario «A - référence» à l'horizon 2030



Le scénario de référence mis en avant par RTE est celui qui conduit à une croissance vertigineuse de ses investissements (100 Mds € pour RTE et 96 Mds € pour ENEDIS) : y aurait-il un conflit d'intérêt ? Ces investissements colossaux sont à mettre en perspective de ceux nécessaires au renouvellement du parc nucléaire pilotable. La fig. 6.42 ci-dessus montre que des scénarios moins coûteux, avec une production thermique de pointe renforcée, présentent de larges avantages, car ils nous permettent d'être moins dépendants des pays voisins, limiteraient les importations massives d'équipements étrangers, et réduiraient les investissements dans les réseaux. De plus, ils offriraient une meilleure résistance aux fluctuations rapides et considérables des productions intermittentes.

RTE reconnaît par ailleurs que l'impact en émissions de CO2 des moyens de production de pointe à gaz sera très faible. **PNC-France insiste sur l'intérêt d'une production maîtrisée d'électricité en substitution aux usages fossiles dans les autres secteurs (industries, bâtiments et transports), qui ne peut s'envisager qu'avec un niveau de puissance pilotable adéquat, passant obligatoirement dans les deux prochaines décades par des centrale à gaz de pointe.**

Notons enfin que RTE confirme que le développement massif des EnRi obligeant le nucléaire à moduler sa production, conduira à des périodes pendant lesquelles la production nucléaire verra son modèle économique fortement dégradé et une hausse de son coût.



Annexe – Les alertes de RTE, dispersées (ou cachées) dans les volumineux « bilan prévisionnel 2025-2035 » et « visions 2050 ».

Très récemment RTE, au colloque organisé par le Syndicat des Énergies Renouvelables et lors de la présentation de son Bilan prévisionnel, s'est exprimé sur la difficile question de la gestion de l'équilibre du réseau face aux capacités actuelles et à venir d'EnRi :

Les ENR : « *Les ENR sont devenues un acteur majeur du système électrique, il faut que demain, elles aient les mêmes droits et les mêmes devoirs que les autres moyens de production* »

Les ENR devront écrêter, volontairement ou non : « *Pour assurer la sécurité du système électrique, RTE, sous sa casquette de responsable d'équilibre, a ordonné le 16 juillet à 14 heures l'arrêt de quatre parcs renouvelables de forte puissance (les trois parcs éoliens offshore et la centrale photovoltaïque de Cestas) représentant 1050 MW... Pour éviter d'en arriver à de telles décisions... le gestionnaire de réseau plaide pour une évolution des règles s'appliquant aux énergies renouvelables* »

Le manque de transparence des ENR : « *Le gestionnaire de réseau a tout d'abord besoin de mieux connaître les prévisions de courbes de charge. Or, on n'a pas aujourd'hui la programmation de production des énergies renouvelables... Cette incertitude ne facilite pas la gestion de l'équilibre* ».

Prix négatifs : « *Le nombre d'épisodes de prix négatifs est en forte hausse. Au premier semestre 2024, il y a eu 233 heures à prix négatifs contre 53 à la même période l'année précédente... deux journées à prix moyen négatif ont été enregistrées les 6 avril et 15 juin, ce qui ne s'était produit qu'à quatre reprises depuis 2001* »

Fin des obligations d'achats : « *24 GW d'installations éoliennes et photovoltaïques (sur un parc total de 44 GW) sont sous obligation d'achat. Elles ne sont donc pas incitées à moduler leur production en fonction des besoins et de l'état du système électrique* » déplore RTE. Ce dernier plaide donc pour « *une généralisation du mécanisme du complément de rémunération pour les nouvelles installations et pour une incitation de modulation à la baisse pour les plus grandes installations sous obligation d'achat* »

Les compléments de rémunération ne règlent pas le problème de la stabilité du système électrique : « *Mais le complément de rémunération comporte lui aussi un biais... Les parcs s'arrêtent brutalement quand les prix deviennent négatifs. Quand vous perdez 5 GW de production en quelques minutes, c'est trop brutal.* »

Le président de RTE plaide donc : « *pour une meilleure participation des énergies renouvelables aux différents services systèmes, voire une obligation de participation pour les plus grands parcs. Ainsi, seulement 500 MW de parcs renouvelables participeraient au mécanisme d'ajustement, 300 MW aux services fréquences et quelques installations aux services sur la tension.* »

Pourquoi des interventions aussi tardives alors que les difficultés décrites étaient depuis longtemps connues des experts du domaine de l'électricité et des ingénieurs de RTE ? Que se serait-il passé si l'objectif d'arrêt de 14 réacteurs en 2025, non contesté par RTE à l'époque (ni par la CRE et la DGEC), avait été maintenu en 2025 puis 2035 ? Les décideurs devraient faire preuve de modestie intellectuelle et accepter de revoir régulièrement leurs objectifs à l'aune de la réalité au lieu de pousser le tas de sable sans réfléchir.



Fiche N°9

Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'intermittence



Les recommandations de PNC-France

Le système des prix en vigueur ne donne pas le bon signal d'investissement aux producteurs. Seul le système des prix garantis avec obligation d'achat pour l'éolien et le solaire permet à la CRE de lancer des appels d'offres massifs pour des investissements dans ces technologies, malgré toutes les déviations qui s'y rattachent.

Il est urgent de définir un système décisionnel de l'Etat garantissant un optimum économique global, intégrant les besoins de service pour toutes les utilisations de l'électricité et leurs évolutions planifiées. Des principes simples devraient être retenus pour un marché transparent et sainement compétitif :

- **Bannir les systèmes de rémunération garantie** pour toutes les formes de production d'énergie électrique.
- Réaliser un exercice de comptabilité analytique précis sur les coûts de production de chaque type d'outil, prenant en compte tous les coûts conséquents, y compris ceux imposés à d'autres outils de production tels que les coûts de flexibilité et les coûts de stabilisation du réseau. De même la recherche d'un équilibre optimal entre capacités pilotables et capacités intermittentes, avec une restauration de nos capacités de réponse aux pointes de consommation offrirait une réduction considérable des investissements sans dégrader les performances climatiques de notre mix et en réduisant la volatilité des prix de l'électricité.
- **Refuser les objectifs imposés par la Commission Européenne sur les proportions d'énergie renouvelable**, au mépris du principe de neutralité technologique, et les remplacer par des objectifs d'énergie décarbonée.
- **Imposer le TRVE à tous les fournisseurs opérant sur le marché français.**
- Mettre à jour l'analyse RTE sur le futur énergétique 2050 en recherchant l'optimum économique de composition du mix de production en s'affranchissant de limites arbitraires (e.g., 50% de nucléaire).
- Définir un processus décisionnel gouvernemental en matière d'investissement de capacités énergétiques en s'inspirant des techniques financières envisagées dans d'autres pays. On peut citer, à titre d'exemple, des garanties de prêts, des prêts bonifiés, des prêts à taux zéro pendant la construction pour les investissements à long terme, la prise en compte d'une participation aux investissements dans le prix de l'électricité vendue, la recapitalisation d'EDF, De tels processus doivent remplacer celui des appels d'offres actuellement utilisé pour l'éolien et le solaire.

Dans ce cadre, obliger la CRE à respecter sa mission première qui est de « veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice de tous les consommateurs » et non de garantir aux fournisseurs alternatifs des bénéfices considérables et de contraindre EDF à vendre à perte et à subir le principe de contestabilité offert aux fournisseurs alternatifs (qui n'investissent pas dans des moyens de production pour la quasi-totalité).

Le juste prix de l'électricité

Le prix de l'électricité est une composante essentielle de la vie économique et le sera sans doute de plus en plus avec la décarbonation de nos sociétés. Mais quel est son prix ? La difficulté de son évaluation résulte en premier lieu de la grande diversité de ses moyens de production. Parlons-nous du prix d'un des moyens, et ce prix est-il complet, ou de celui du « mix électrique » ? Parlons-nous de celui proposé à une famille ou à une entreprise ?

La deuxième difficulté vient de ce qui fait de l'électricité un produit très particulier : il ne peut y avoir de pénurie ou de surproduction car l'électricité se stocke très peu. Il faut veiller constamment à l'équilibre entre production et consommation. Mais les divers moyens de productions n'ont pas la même souplesse d'adaptation : certains sont pilotables, d'autres ont une production fatale car non réglable, et intermittente car dépendant de la nature (vent, soleil, rivière au fil de l'eau, ...). Il faut donc disposer de moyens supplémentaires pour pallier l'irrégularité de ces productions non pilotables. Enfin, et ce n'est pas le plus simple, les États-membres européens et la Commission européenne ont mis en place de nombreuses subventions très inégalement réparties, au prétexte d'une vertu supposée de certaines productions (le green deal), ou au bénéfice d'industries nécessaires à notre souveraineté. Il faut enfin prévoir le futur, donc le remplacement d'installations et le démantèlement final des installations, celles-ci ayant une durée d'exploitation très variable, de 20 à 80 ans.

Si nous dépassons le cadre national, l'électricité circule dans l'ensemble de l'Europe alors que les politiques énergétiques des États-membres divergent et ne sont pas traitées équitablement par la Commission européenne, réglementairement comme financièrement. Entre vertu et réalité, le contraste est saisissant : des centrales à charbon pilotables et leur cortège de pollutions se maintiennent, adossées aux capacités intermittentes, dans des pays ayant annoncé une électricité « tout renouvelable ».

Le prix sur le marché européen de l'électricité

Nous sommes intégrés à un vaste marché européen de l'électricité qui bénéficie de liaisons transfrontalières puissantes. Le prix de marché au jour le jour ou à terme peut être observé sur le marché d'échange européen, l'EPEX. Ce prix met en évidence les niveaux auxquels les producteurs acceptent de fournir la commodité, l'électricité, en couvrant a minima leurs coûts marginaux de production. Compte tenu du caractère essentiel de la commodité, le prix sur le marché EPEX est extrêmement volatil, avec des valeurs qui peuvent être très supérieures aux coûts de production (jusqu'à 4000 €/MWh), ou s'approcher de valeurs nulles, voire négatives, en cas de productions abondantes d'énergies fatales (éolienne ou solaire) si les besoins de la consommation sont satisfaits.

Les évolutions du prix d'échange peuvent être observées sur le site Eco2mix mis à disposition par RTE. Les deux exemples suivants montrent clairement l'extraordinaire variabilité des prix au jour le jour selon les conditions météorologiques et la saison. Le 5 juillet 2024 correspond en France à une journée ensoleillée et peu ventée, assez fréquente en cette saison, et le 12 décembre 2024 correspond aussi à une journée peu ventée et ensoleillée. Apparaissent clairement dans ces périodes d'activité économique :

- L'impact du solaire en été avec des prix qui deviennent négatifs dans 6 pays sur 8 en milieu de journée, ce qui est une aberration économique,
- L'envolée des prix en hiver par manque de vent, trois pays étant particulièrement touchés (environ facteur 4 d'augmentation par rapport au prix « normal ») et deux autres plus modérément (facteur 2).

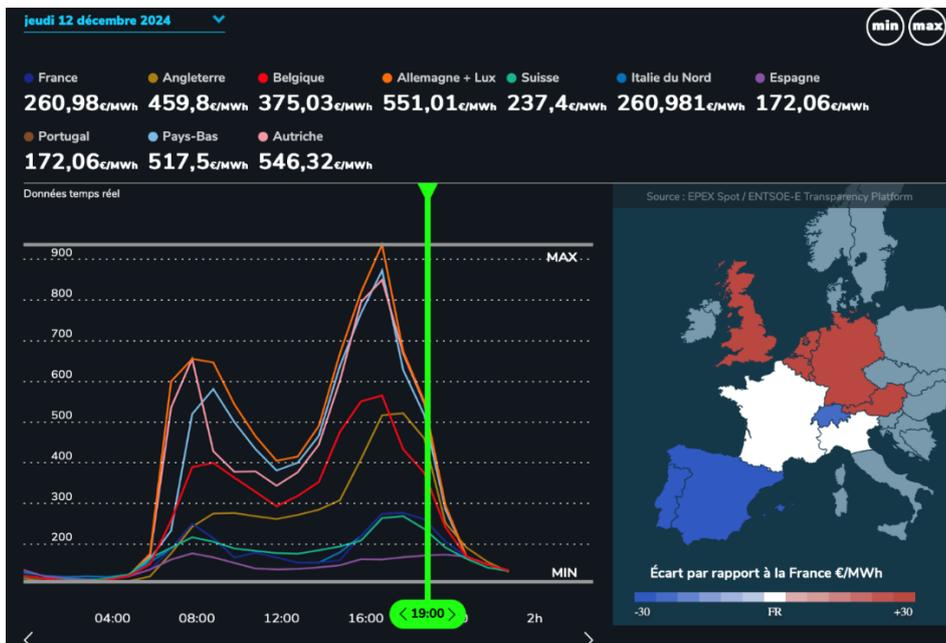
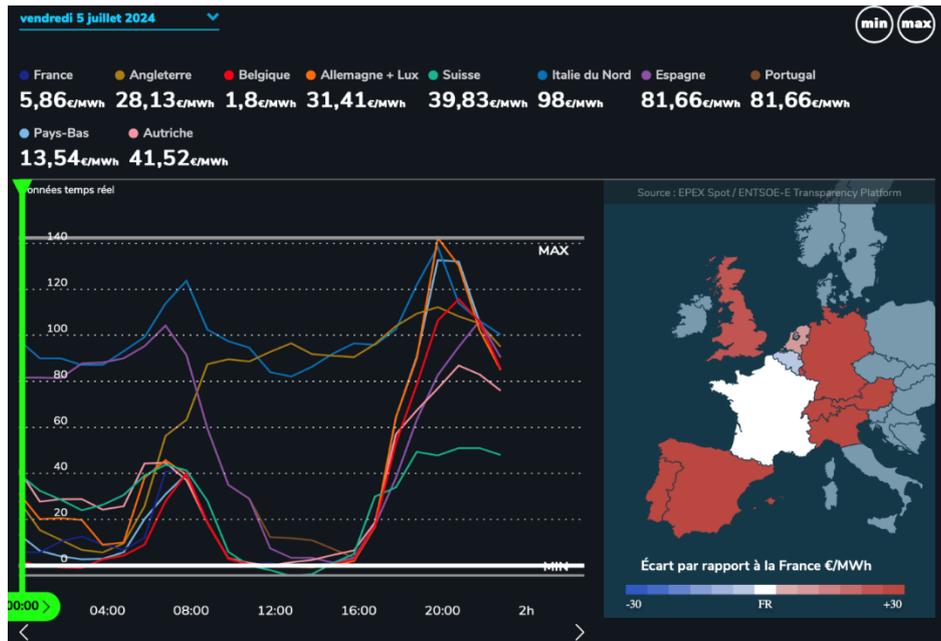


Figure 1 : Comparaison de l'évolution du prix spot de deux journées d'été et d'hiver (RTE Eco2mix)

Or, selon les projections de la France et de ses voisins, les capacités installées d'EnRi devraient tripler d'ici 2035 (près de 1000 GW entre solaire et éolien) avec deux conséquences majeures :

1. **En été** une surproduction solaire considérable, avec une croissance et une décroissance en quelques heures qui pourra atteindre 400 GW.
2. **En hiver**, un risque de manque de production éolienne sur toute l'aire géographique avec un solaire peu productif. C'est ce qui a été constaté en cet hiver 2024/2025.

Une volatilité des prix qui fait le miel des spéculateurs

Cette volatilité a été largement critiquée sans que des remèdes efficaces n'aient été apportés. Elle pèse également sur les contrats à terme qui doivent intégrer dans leur prix ces deux risques

de surproductions ou de sous-productions. La volatilité résulte pour une grande part de la présence ou de l'absence d'énergies fatales, simultanément dans des pays européens voisins, et de manière asynchrone par rapport aux besoins. La situation est amplifiée par les règles de protection de rémunération qui subsistent en Europe en faveur des producteurs d'énergies fatales, introduisant ainsi une distorsion de marché importante, tout en revendiquant par principe la mise en œuvre d'une règle libérale de concurrence. Un inconvénient majeur de cette volatilité est que le prix de marché, sous cette forme, ne peut pas constituer un signal d'investissement dans les capacités pour les producteurs, sauf ceux qui bénéficient de rémunérations garanties ou de compléments de rémunération, aggravant ainsi encore le phénomène. Ce déséquilibre du marché a été voulu par la Commission Européenne, qui estimait qu'une circulation libre de l'électricité devrait se traduire par une compétition porteuse de réduction des prix, ce qui est contredit par l'évolution des prix ces dernières années.

Les coûts cachés des EnRi ont été dissimulés par la Commission européenne

Mais, dans le même temps, la commission a ignoré l'intérêt de chaque État à exploiter au mieux ses ressources et ses compétences propres. Elle a voulu imposer un futur tout renouvelable, pour l'électricité, fondé en fait essentiellement sur deux nouvelles technologies, l'éolien et le solaire photovoltaïque, qui sont de parfaites démonstrations de ce qu'est l'intermittence

Plus impardonnable encore, elle a dispensé ces deux moyens de productions de la charge financière de leurs « externalités négatives », et en particulier de l'obligation de mobiliser des moyens pour pallier leur intermittence. Cette charge est ainsi reportée sur l'ensemble de la production et particulièrement sur les énergies concurrentes qui, pilotables et décarbonées, sont indispensables. Ce surcoût est affecté à un autre poste du prix de l'électricité, le transport et la distribution, qu'on retrouve en France dans le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité).

Ce camouflage, dont le consommateur n'est généralement pas conscient, permet de présenter des prix de productions intermittentes très incomplets, justifiant ainsi leurs développements massifs. Et, cerise sur le gâteau, un effort considérable d'investissements dans les réseaux (facteur 3 pour RTE et facteur 2 pour ENEDIS) devient « indispensable », sans que l'Autorité administrative en charge, la CRE, en ait présenté le coût pour le pays à l'horizon 2035.

Enfin, cette électricité intermittente bénéficie d'une quasi-priorité sur le réseau qui **serait** justifiée par le fait que leur coût marginal, ainsi débarrassé de ses externalités, **serait** nul (on ne paye pas le soleil et le vent).

Une mainmise politique de l'Europe

L'Europe s'arroge le droit d'imposer aux États-membres des techniques de production et leurs parts dans le mix électrique. Ce faisant, elle ignore la situation locale qui, dans le cas de la France, est déjà caractérisée par une électricité presque totalement décarbonée. Notre pays a cédé depuis une quinzaine d'années à cette pression. Il a ainsi renoncé aux règles de subsidiarité applicables à la détermination du mix de production dans chacun des États-membres et il s'astreint à un développement déraisonnable de l'éolien et du solaire photovoltaïque. RTE a clairement exprimé la priorité des EnRi sur le réseau : « *le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de **consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire*** ».

Un autre inconvénient est que ces prix d'échange constituent un paramètre de détermination des prix de référence utilisés pour les contrats de fourniture de base, Or ces prix n'offrent aucune garantie de couverture des coûts de fourniture (production, transport, distribution). La visibilité de long terme n'est pas assurée ce qui pénalise tout le tissu économique, qu'il s'agisse de la

production de l'électricité, de l'évolution du transport et de la distribution, ou de l'adaptation du secteur industriel.

Pour pallier le risque de défaut d'investissement dans des capacités de production de base, les États sont contraints, par leurs organismes de régulation, d'introduire des marchés de capacité pour éviter des risques de pénurie sur le long terme. Ils se voient également imposer une quasi-libre circulation de l'électricité intermittente à travers l'Europe, qui ajoute encore à la fragilisation des moyens de production de base, et un paiement des seules surproductions intermittentes.

Les règles de marché sont systématiquement dévoyées.

L'utopie qui règne à la Communauté Européenne conduit à poursuivre l'objectif d'une « plaque cuivre » pour l'ensemble de l'Europe, c'est à dire la généralisation d'interconnexions de fortes capacités qui permettraient aux surproductions intermittentes un accès sans limites techniques à l'ensemble du réseau. Dans cette utopie, les prix d'échange seraient alors homogènes sur toute la « plaque cuivre », les moyens de production seraient considérés dans leur ensemble et seraient appelés sur le réseau idéalement dans l'ordre croissant de leurs coûts marginaux en fonction de la croissance des besoins instantanés. Cette utopie est loin d'être réalisée, et les prix instantanés du marché d'échange montrent des disparités importantes entre zones, les capacités des interconnexions régionales, très capitalistiques, étant limitées. Ces disparités de prix sont utilisées pour la gestion des flux afin d'optimiser les gains économiques des opérateurs.

La rébellion s'organise

Les gouvernements suédois comme norvégien viennent ainsi de mettre en cause le couplage des marchés basé sur les flux, un mécanisme du marché de l'électricité de l'UE conçu pour optimiser les flux transfrontaliers d'électricité en donnant la priorité à la demande sur l'ensemble du réseau européen plutôt que de se concentrer sur les besoins nationaux.

Grâce à une électricité décarbonée pilotable puissante, la France, qui a échappé au projet incompréhensible de réduction de 13 GW de la capacité nucléaire dès 2025 (puis 2035), reste exportatrice (de 40 à 90 TWh par an), ce qui contribue à réduire le déficit de la balance commerciale.

L'accroissement actuel des capacités de production d'énergie fatale en Europe et en France conduit à une baisse tendancielle forte des prix d'échange qui entraînent de lourdes compensations sur le budget de l'État selon les récents rapports de la CRE, de l'ordre de 6 milliards d'Euros par an, avec une perspective d'augmentation dans les années futures. Le marché donne la possibilité d'acquérir des quantités d'énergie à des prix très bas, permet d'économiser les coûts de production d'énergies pilotables tout en assurant le service des consommateurs aux prix définis par les contrats, dans les limites des capacités techniques de flexibilité des capacités pilotables, et des interconnexions. Cette gestion nécessite la mise en œuvre d'une expertise de haut niveau. Pour la France, les échanges sur le marché représentent de l'ordre de 8% de la production.

Les prix régulés

La figure 2 ci-dessous présente l'évolution des prix réglementés de l'électricité en France depuis 1996, selon les tarifs proposés et en euros constants (2024).

La commodité électricité étant d'une énorme importance pour le fonctionnement correct de la société, le gouvernement s'appuie sur une autorité indépendante, la CRE, pour surveiller l'évolution des prix des contrats de vente et décide, sur la base des propositions de celle-ci, un tarif de protection des consommateurs, le TRVE. Ce tarif est imposé à l'opérateur historique, qui a l'obligation d'accepter tout client qui en sollicite l'accès. Ce tarif est censé couvrir les coûts de production, y compris les coûts d'amortissement et de renouvellement des capacités de production et des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les diverses taxes qui sont



chargées sur le prix de vente. Mais dans le même temps EDF a été contrainte depuis 2012 à vendre une part très significative de sa production via l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, soit 100 TWh ou plus de 25% de sa production, à un prix de 42 €/MWh inchangé depuis 12 ans. Ce prix ne couvre pas ses coûts de fonctionnement, et à fortiori ses besoins d'investissement sur fonds propres. **L'entreprise, qui s'est vu spoliée de 20 milliards environ**, a été considérablement fragilisée.

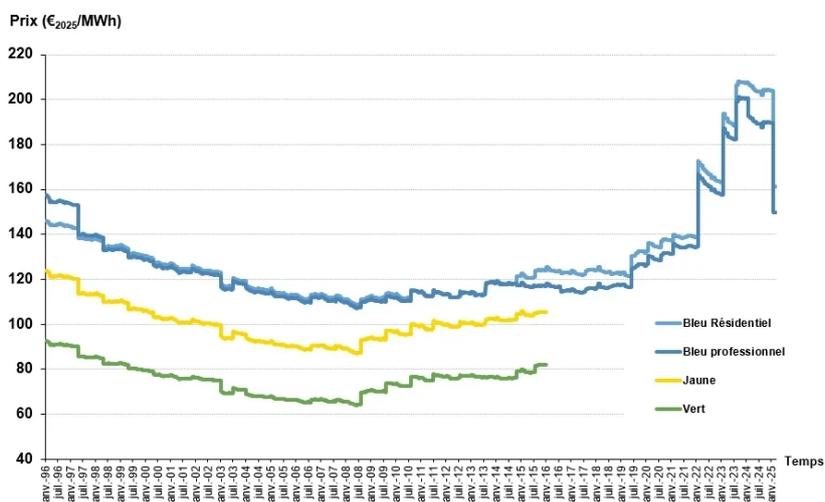


Figure 2 : Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2024 (Source : [Comprendre les tarifs réglementés de vente d'électricité \(TRVE\) | CRE](#))

Ces contraintes placées sur l'opérateur historique constituent une distorsion de marché qui a conduit à des opérations **d'escroquerie à grande échelle** lorsque les prix du marché d'échange sont montés à de très hauts niveaux en 2022 ; certains fournisseurs alternatifs ont modifié leurs tarifs envers leurs clients à des niveaux dissuasifs, leur demandant de rejoindre EDF et le TRVE, alors qu'eux-mêmes revendaient à EDF au prix considérable du marché les quantités acquises préalablement auprès d'EDF dans le cadre du dispositif ARENH au prix de seulement 42 €/MWh. Un simple jeu d'écritures permettait à ces fournisseurs de spolier EDF de milliards d'Euros.

Des tarifs de moins en moins liés au coût de production du mix français

Le TRVE protège bien sûr les consommateurs particuliers et les petits industriels, leur donnant une visibilité sur le coût de l'énergie électrique. De même une part de l'ARENH a contribué au développement industriel. Mais ces avantages sont désormais limités par la prise en compte des tarifs de transport et distribution qui sont et resteront en croissance forte pour distribuer les productions intermittentes (productions territorialement diffuses, réversibilité de la distribution entre haute et basse tension, surpuissance sur les réseaux locaux, financement de la compensation de leurs intermittences...). Pour rappel la CRE a approuvé les demandes par RTE et ENEDIS de 196 milliards d'investissements de jouvence, adaptations et extensions des réseaux. Par ailleurs, le TRVE prend en compte dans son évolution une part d'observation des prix de marché sur le réseau européen, ce qui introduit de la volatilité sur une tarification qui est censée être une tarification de protection (!). Ces variations, potentiellement importantes du fait de la volatilité des prix de marché, sont totalement indépendantes de l'évolution du coût de production du mix français.

La contestabilité du TRVE : une entorse aux règles du marché validée par les autorités

Le mode de calcul du TRVE a aussi pour objet de permettre aux fournisseurs alternatifs de pouvoir « contester » les prix d'EDF, indépendamment de leur chaîne de valeur, et de s'attacher une part significative des consommateurs afin, en principe, de fluidifier la concurrence et répondre aux impératifs de la Commission Européenne. Cette contestation a été justifiée par les fournisseurs alternatifs eux-mêmes car le TRV, qui devrait conduire de leur part à des offres de prix plus faibles, leur rend difficile « le développement de l'innovation et l'investissement de moyens de production ». Cet argument a été accepté par l'Autorité de la concurrence quand, dans la réalité, la quasi-totalité des alternatifs n'investissent pas en moyens de production. Ce sont des machines à cash. Du fait de l'importance vitale de la commodité et du caractère protecteur du TRVE, ce dernier constitue une référence tarifaire ; l'obligation de contestabilité indépendamment des chaînes de valeur est une autre entorse aux règles de marché qui rend injustifiable la décision de l'Autorité de la concurrence.

Le TRVE a doublé depuis 2008 pour subventionner les EnRi

Le TRVE a presque doublé entre 2008 et 2024, alors que les seules évolutions significatives du mix de production français sur cette période ont été l'introduction d'une part de plus en plus grande de moyens de production éoliens et solaires, une croissance des coûts induits par l'extension de réseaux, et les augmentations de taxes destinées à soutenir les énergies renouvelables. Ces coûts supplémentaires sont intégrés dans le TURPE, ce qui occulte une vision analytique précise, ou dans la croissance des taxes destinées à subventionner les EnR. Les coûts des flexibilités de production imposées et les coûts de stabilisation du réseau devraient être compensés et chargés sur les outils qui provoquent les perturbations correspondantes. Il est absolument nécessaire de faire une analyse de tous les coûts attribuables à chacun des moyens de production, comme l'avait demandé la Cour des Comptes dans son document « L'analyse des coûts du système de production électrique en France » publié en septembre 2021. Il est également nécessaire de reprendre et compléter l'étude réalisée par RTE en octobre 2021 en recherchant l'optimum économique de composition du parc de production, sans plafond de verre imposé au nucléaire et sans refus de rétablir au niveau optimal une puissance pilotable réduite de 12 GW depuis 2012 (arrêt de centrales à charbon et à fioul et des réacteurs de Fessenheim). La recherche de l'optimum économique est impérative pour préserver notre activité économique et nos emplois alors que l'énergie dont nous disposons présente un coût déjà beaucoup plus élevé que dans d'autres zones géographiques concurrentes de l'Europe (facteur 2 à 4). La France doit pouvoir bénéficier du prix de son mix sans interférence de l'Europe, au titre du principe de subsidiarité. Elle doit bien sûr continuer à contribuer à la sécurité du réseau européen en cas d'incidents, comme elle l'a fait depuis des décennies, mais l'effort de flexibilité exigé par le développement des productions intermittentes doit être réparti entre les pays en fonction de leurs propres fragilités.

Le TURPE doit connaître dans les prochaines années une hausse importante liée aux investissements massifs sur les réseaux gérés par RTE et Enedis, sur les interconnexions et sur les points de collecte côtière de l'éolien en mer.

Les prix contractuels

Les fournisseurs proposent des contrats aux particuliers et aux petites entreprises avec des grilles tarifaires et des adaptations de flexibilité, de volume et d'évolution en fonction d'indices économiques. Les prix sont établis selon les mêmes principes que le TRVE, tout en présentant un avantage par rapport à ce tarif. Toutefois, ces tarifs sont moins protecteurs en cas de situation économique de tension car les fournisseurs alternatifs peuvent annuler leurs contrats, l'État les



libérant de leurs obligations en imposant à EDF la reprise de ces contrats en cas de demande. Il faut noter que, depuis 2016, les professionnels ou personnes qui requièrent une puissance supérieure à 36 kVA ne sont plus éligibles au TRVE.

Avec les industriels gros consommateurs, les contrats sont négociés de gré à gré en tenant compte des particularités de l'activité économique à servir et du degré d'engagement de l'industriel concerné. Les contrats peuvent prendre alors la forme de réservation de capacité PPA ou même d'engagement de responsabilité dans l'outil de production CAPN. Ceci permet de rapprocher les prix des coûts de revient d'un outil de production spécifique. Cela permet à l'opérateur d'avoir une visibilité importante et de bénéficier de prix attractifs, mais le volume de tels contrats reste réduit.



Fiche N°10

L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité



Il est crucial de disposer, en urgence, d'études prospectives sur les prix de l'électricité

L'objet de cette analyse n'est pas de proposer un nouveau scénario, que PNC-France n'est pas en mesure d'élaborer, mais de montrer des pistes de réflexions destinées à mettre en perspective les impacts des scénarios proposés sur le prix futur total de l'électricité, TURPE et taxes inclus.

PNC-France propose de :

- Décarboner la France au meilleur coût : **il n'est pas utile de décarboner notre électricité, qui l'est déjà**. Au lieu de surinvestir massivement dans des EnRi dont l'essentiel des équipements est importé, il faut au contraire se focaliser sur la décarbonation des autres secteurs, avec un mix souverain et robuste.
- Restaurer la résilience de notre mix électrique et le protéger d'invasion de productions résultant du surdimensionnement des parc EnRi voisins : **la capacité pilotable de notre mix doit être rétablie**, et le dimensionnement comme les règles d'utilisation des interconnexions européennes doivent être adaptés à une saine protection des moyens pilotables, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui (Fiche N°9).

Notre analyse des investissements envisagés, tant dans les moyens de production que dans les réseaux et le pilotage de ceux-ci, montre que leur impact sera considérable, notamment d'un point de vue économique

Il est absolument nécessaire qu'une étude d'impact approfondie soit réalisée pour évaluer les conséquences prévisibles de ces investissements sur le prix de l'électricité fournie aux consommateurs privés ou industriels.

À défaut, toute décision sera un saut dans l'inconnu, aux conséquences économiques, industrielles, sociales et sociales potentiellement gravissimes.

Comment modérer les prix de l'électricité ? Où est l'analyse stratégique ?

Tout semble verrouillé : la vision 2035, présentée dans cette PPE3, prévoit 133 à 163 GWe de capacités intermittentes, les EnRi (éolien et solaire), qui produiraient de manière aléatoire environ 215 TWh chaque année, soit le tiers des besoins requis. La capacité pilotable de production est à peu de choses près maintenues au même niveau avec un calendrier très optimiste de développement d'un soupçon d'énergies marines et 2,8 GW d'hydroélectricité de plus, dont 1,7 GW de STEP (Station de transfert d'énergie par pompage). La variabilité rapide de la production du parc EnRi pose un grave problème pour la stabilité du réseau ? Peu importe !

Oubliant que *Gouverner c'est prévoir*, la doctrine du « On verra plus tard » domine.

Un kWh de production intermittente ne sera jamais équivalent à un kWh pilotable, les flexibilités aux niveaux de puissances envisagés étant illusoires. Le vecteur énergétique du futur sera de plus en plus aléatoire et l'électricité intermittente se substituera en France à une autre électricité décarbonée, le nucléaire, sans gain climatique ! C'est ce que dit la PPE 3 : *« l'évolution du mix électrique reposera sur une baisse des moyens thermiques pilotables au niveau français et européen et un développement des énergies renouvelables peu pilotables, notamment éolienne et photovoltaïque. Ces énergies renouvelables peu pilotables représenteront à long terme une part importante du mix électrique, complétée par des moyens hydrauliques et de production nucléaire »*. Et elle ajoute : *« Le système électrique repose aujourd'hui essentiellement sur les actions correctrices qui consistent en cas de surproduction à ordonner des actions de réduction de la production en activant les offres d'ajustement à la baisse qui sont soumises sur ce mécanisme. RTE est régulièrement confronté à un manque d'offres à la baisse sur le mécanisme d'ajustement, le contraignant à utiliser des actions correctrices exceptionnelles non basées sur le marché »*.

Que nous propose la PPE3 ?

*« Offrir sur le mécanisme d'ajustement toute la capacité disponible à travers des ajustements à la baisse comme à la hausse, pour toutes les installations raccordées au réseau public, inciter celles-ci à s'arrêter ou à offrir la production à son coût variable pendant les épisodes de surabondance de production, **développer massivement les flexibilités côté consommation** »*. Ces incantations, dont l'impact n'est ni évalué ni chiffré oublient l'essentiel :

- La puissance déployée par les EnRi dépassera parfois très largement le besoin, obligeant les moyens pilotables décarbonés à s'effacer et, lorsqu'elles ne le pourront plus il faudra imposer des écrêtages considérables de consommation.
- Ou elle sera si faible qu'il faudra imposer des délestages, destructeurs de notre économie, ou des importations à prix élevé de productions potentiellement très carbonées.
- Le prix des flexibilités et d'effacements massifs devra être payé par le consommateur, via le TURPE (Tarif d'Utilisation de Transport des réseaux Publics d'Électricité).
- La mise en compétition (déséquilibrée) entre des moyens de production décarbonés, avec des investissements et des coûts d'exploitation qui se cumulent est complètement contre-productive.
- La cigale française a détruit 12,45 GW de puissance pilotable depuis 12 ans (dont Fessenheim), avant la montée en puissance de l'EPR de Flamanville. Cette baisse n'a été compensée que par des EnRi dont la production n'est pas garantie.

Les SDDR (Schémas De Développement des Réseaux) de RTE et de ENEDIS proposent un investissement de 196 milliards en 15 ans, en bonne partie pour adapter les réseaux à ces fournitures intermittentes diffuses (en particulier 40 milliards pour l'éolien en mer), avec la bénédiction de la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) qui estime ce montant sous-estimé. Il faudra ajouter le financement des nouvelles EnRi (28,5 à 33,5 GW d'éolien et de 51 à 75 GW de solaire de 2025 à 2035), dont les composants sont largement importés, et le développement d'une flexibilité massive, dont la faisabilité et les coûts sont parfaitement inconnus, de l'aveu même de RTE qui demande que des « stress tests » annuels soient réalisés.

Évolutions des puissances installées (MW)	2012	2019	2024
Fioul	9 374	3 401	2 667
Gaz	10 520	12 191	12 636
Charbon	7 914	2 997	1 816
Nucléaire	63 130	63 130	61 370
Total pilotable	90 938	81 719	78 489
Perte de puissances pilotables 2012-2024 (MW)			-12 449
Éolien	16 500	22 600	24 500
Solaire PV	9 435	19 000	24 000
Bio électricité	2 120	2 026	2 250
Total EnRi	28 055	43 626	50 750
Gain de puissances intermittentes 2012-2024 (MW)			+22 695

Figure 1 – Évolution des puissances installées de 2012 à 2024 (source RTE)

En Allemagne, avec déjà 152 GWe d'EnRi distribués par 26 gestionnaires de réseaux, on constate que les seuls frais de réseaux varient déjà d'un facteur trois (50 à 150 € par MWh) selon la densité locale des EnRi.

Or RTE s'interdit, dans son scénario de référence, de restaurer notre marge de puissance pilotable avec des centrales à gaz (gaz fossile et/ou renouvelable) et la **PPE3 reste étrangement muette sur les moyens de flexibilités à mettre en œuvre pour pallier l'absence de réserves pilotables**. RTE propose 1 GW de batteries et des effacements limités à 4 GW en 2030, ce qui est très insuffisant, et se garde de projeter ces chiffres en 2035. Seules les variantes dans les projections RTE (fig. 6.22) vont jusqu'à 20 GW de batteries ou 5 GW de centrales à gaz.

Il manque un scénario robuste, sans regrets, reposant sur des technologies industrialisées permettant de piloter la production.

En attendant, PNC-France a tenté d'évaluer sommairement l'impact sur les finances publiques et sur le prix de l'électricité d'un programme plus réaliste, reconstituant des marges pilotables pour les pointes de consommation.

Des incertitudes majeures

On constate que les prix de l'électricité se sont envolés depuis 2013 d'un facteur 1,54 en août 2021, puis 1,9 en janvier 2024 (pour un TRV 6 kW), alors même qu'EDF était contraint de brader à bas prix à ses concurrents de 25 à 43 % de son électricité nucléaire (l'ARENH). La trajectoire énergétique annoncée promet une poursuite de l'envolée du prix, qu'il s'agisse de la production ou de la distribution via le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité). L'évolution de ce TURPE à l'horizon 2035/2040 est inconnue. Deux grandes faiblesses caractérisent les visions du mix électrique de la PPE3 France :

1. Les projections à moyen et long terme reposent sur des productions alors que celles-ci deviennent de plus en plus aléatoires. Dans la réalité, la stabilité du réseau repose essentiellement sur la puissance disponible.

2. La maîtrise de la consommation va dépendre de plus en plus d'un vaste projet, la « flexibilité », aujourd'hui largement hypothétique.

Il en résulte une grande incertitude sur les prix futurs de l'électricité, confirmée par Emmanuelle Wargon et par Agnès Pannier-Runacher devant la commission sénatoriale Delahaye en 2024 sur les prix de l'électricité.

Le réseau : une part importante et croissante du prix de l'électricité

La Commission européenne prône le développement des interconnexions, pour fluidifier les échanges entre les opérateurs des états membres, en faisant en sorte que la capacité des interconnexions ne soit pas un facteur limitant pour les surproductions EnRi. Les raccordements de ces moyens de production, très dispersés géographiquement, se font majoritairement au niveau du réseau de distribution d'ENEDIS (plus de 80 %), ce qui oblige à rehausser la tension pour l'injecter dans le réseau HT de RTE pour une meilleure distribution sur tout le territoire. En ce qui concerne l'éolien maritime, les coûts de raccordement et les stations de conversion sont très importants, soit 1,2 milliards par GWe installé dans le dernier appel d'offre². Or les coûts de ces investissements sont amalgamés, quels que soient les moyens de production, dans le TURPE.

Les impacts du développement futur des divers moyens de production sur les coûts du réseau électrique, et donc sur le TURPE doivent être évalués précisément et sélectivement.

Comment évaluer l'impact sur le TURPE des investissements proposés pour adapter le réseau électrique ?

Nous nous trouvons face au mur d'investissements pour les réseaux, 196 Mds€ d'ici 2040 (auquel pourrait s'ajouter une quote-part du programme européen).

- Les investissements de RTE ont dépassé pour la première fois 2 Mds € en 2023, dont 1,75 Mds € pour les réseaux (ils n'étaient que de 1,2 Mds €/an avant 2021). RTE prévoit une augmentation rapide et progressive des investissements annuels, de 2,2 Mds € en 2024 à 3,7 Mds € voire 5 Mds € en 2027, puis à un rythme de 6 à 6,5 Mds €/an jusqu'en 2040. Quatre nouvelles interconnexions sont incluses dans ces prévisions³.
- En ce qui concerne ENEDIS, les investissements, qui étaient de 2 Mds € par an en 2006, ont cru avec le développement des EnRi à 4,35 Mds € en 2023 et devraient s'établir à plus de 5 Mds € par an en fin de décennie, essentiellement pour connecter les EnRi et alimenter les Véhicules Électriques (VE).
- PNC-France propose de maintenir un objectif de consommation de 640 TWh en 2035, puis de 700 TWh en 2040, condition sine qua non pour préserver nos objectifs climatiques dans les autres secteurs.
- Le retour sur les investissements passés conduit à estimer que les investissements ne résultant pas du développement des EnRi seront respectivement de 1,5 et 2 Mds € par an pour RTE et ENEDIS, soit environ 50 Mds € d'ici 2040.
- PNC-France prend en compte pour le calcul la temporalité des consommations comme des investissements avec une durée d'exploitation et d'amortissement d'une trentaine d'années⁴. Il devient alors possible de faire un calcul approximatif de l'impact financier

² RTE vient de commander trois plateformes en mer pour transférer 1,25 GWe depuis des sites posés, pour un investissement de 4,5 milliards €. On peut penser que le raccordement des parcs flottants sera très supérieur (5 milliards par GWe ?). Il inclut une technologie courant continu et les stations de conversion à terre.

³ RTE a en cours l'analyse de 4 autres interconnexions mais semble réticente car d'un intérêt mineur pour la France. Mais la pression européenne sera forte.

⁴ Le SDDR est révisé tous les 5 ans, ce qui conduit à une révision des investissements à engager : il est donc peu raisonnable de faire des estimations au-delà de 2030



annuel résultant de la croissance du parc d'EnRi. Le tableau présente l'hypothèse d'un remboursement constant sur 30 ans avec un taux d'intérêt de 5 % (taux RTE agréé par la CRE), et une évolution des investissements et des productions assez régulières.

Le calcul d'amortissement ci-dessous ne couvre que les investissements postérieurs à 2024 et présente les charges annuelles par MWh consommé en France résultant des seuls investissements EnRi 2025/2040. Elles sont à ajouter au TURPE 2024.

On constate une augmentation progressive du Turpe de +0,8 à +13,8 €/MWh de 2025 à 2040. Avec un amortissement sur 30 ans, cet amortissement se prolonge jusqu'en 2055.

Hypothèse: amortissement annuel "capital + intérêts" sur 30 ans avec un taux de 5 %																		
année	Investissements liés aux ENRi cumulés G€	Investissements liés aux ENRi G€/an	remboursement annuel pour 1 € investi	Amortissements annuels milliards € (caractères gras)													consommation TWh	€/MWh
25	6	6	0,06432	0,39													475	0,8
26	13	7	0,06432	0,84													492	1,7
27	20	7	0,06432	1,29													509	2,5
28	28	8	0,06432	1,80													526	3,4
29	36	8	0,06432	2,32													543	4,3
30	45	9	0,06432	2,89													560	5,2
31	54	9	0,06432	3,47													577	6,0
32	64	10	0,06432	4,12													594	6,9
33	74	10	0,06432	4,76													611	7,8
34	84	10	0,06432	5,40													628	8,6
35	94	10	0,06432	6,05													640	9,4
36	105	11	0,06432	6,75													652	10,4
37	116	11	0,06432	7,46													664	11,2
38	127	11	0,06432	8,17													676	12,1
39	138	11	0,06432	8,88													688	12,9
40	150	12	0,06432	9,65													700	13,8

La Cour des comptes, avec un calcul moins optimiste, relève en novembre 2024 que « le prix de l'électricité pourrait augmenter de 10 euros du mégawattheure (MWh) entre 2023 et 2030 à cause du financement de réseaux publics d'électricité, ce qui correspond à une hausse de 21 % du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (Turpe) sur la période ». Ces 10 € s'ajouteront aux 48 €/MWh actuels. Et il faudra y ajouter l'augmentation prévisible des coûts d'exploitation et de gestion liés à l'extrême complexité apportée par le nouveau mix électrique (quelques €/MWh ?).

Mais d'autres externalités vont significativement contribuer à l'augmentation du TURPE

En effet l'introduction des EnRi va entraîner d'autres dépenses pour les consommateurs qui, dans l'état actuel de la réglementation, devraient être incluses dans le TURPE, ce que la PPE3 ne dit pas et n'évalue pas.

- Le coût du stockage sur batteries : écrêter la surproduction solaire en la stockant impliquerait, pour une puissance installée de 80 à 100 GWe au moins 40 GWe de batteries, soit un investissement de 42 milliards (1050 €/kW selon RTE pour des batteries 4h en 2035).
- La rétribution des capacités pilotables, dont la nécessité devra être reconnue financièrement⁵,
- Le financement des réserves de capacité, sachant que celles-ci seront considérables quand il y aura près de 1000 GWe d'EnRi en Europe, vers 2035/2040, après l'arrêt des centrales à charbon et fioul.
- La rétribution des flexibilités industrielles, comme dans le tertiaire et l'habitat,

Par ailleurs les consommateurs auront à faire face :

- A l'augmentation des contrats domestiques pour inclure la recharge des VE (nécessitant des abonnements en monophasé 7,4 kW ou en triphasé 11 à 22 kW), avec 18 millions de VE connectés (en fonction du ratio entre VE et hybrides rechargeables) : c'est une

⁵ Inclut dans le prix de vente, ou par un mécanisme de capacité, ou en rétribuant les effacements pour équilibrer le réseau.

puissance bien supérieure à celle des contrats de 3 à 12 kW habituels.

- À l'augmentation du coût d'usage des réseaux, pour ceux qui n'ont pas la possibilité d'installer des panneaux solaires ou des mini-éoliennes : cette charge de réseau sera réduite pour ceux qui bénéficieront d'une production autoconsommée, socialement plus aisés en général.

Est-ce le bon équilibre bénéfice-coût ? Aucune étude d'impact ne le prouve

Le seul développement envisagé des EnRi conduit à des investissements de l'ordre de 90 Mds € d'ici 2035, sans compter les renouvellements d'équipements anciens au bout de 20/25 ans.

	GW complémentaires	Investissement mds €/GW	investissement total 2025 à 2035
Eolien terrestre	16 à 21	1	16 à 21
Eolien marin posé	8,0	1 à 1,7	8 à 13
Eolien marin flottant	8,0	2 à 3	16 à 24
Solaire au sol	45 à 70	0,8	36 à 56
		TOTAL	76 à 114 --> 90

Faute de données et par conservatisme, le solaire est celui du solaire au sol.

Des centrales à gaz supplémentaires apporteraient une meilleure garantie de disponibilité que les EnRi proposées, mais l'exécutif hésite encore à construire de nouvelles centrales à gaz de pointe et hyperpointe, gage d'optimisation du mix. L'investissement correspondant serait d'environ 1 Mds € par GWe gaz installés. Ces centrales à gaz seraient implantées aux nœuds de distribution, proche de régions déficitaires en capacités installées, réduisant d'autant les investissements sur les réseaux, les stockages et les flexibilités. Une quinzaine de GWe gaz (CCG et TAC), fonctionnant moins de 1000 h par an aurait un impact CO2 faible et éviterait des importations qui, d'ici 2035, seront largement issues de centrales à gaz, voire à charbon, avec des prix spéculatifs.

C'est ce qu'ont compris les Allemands, qui, contrairement à la France, ont toujours gardé des marges de capacités pilotables et ont décidé d'investir 10 à 23 GWe supplémentaires de centrales à gaz, pour compenser l'arrêt des centrales à charbon et lignite, opportunément présentées comme compatibles avec le biogaz, voire l'hydrogène.

Quelles pourraient être les alternatives, pour le plus grand bénéfice des consommateurs ?

PNC-France ne dispose pas des programmes d'investissement détaillés de RTE et d'ENEDIS, qui reposent nécessairement sur une connaissance géographique très fine du réseau. Seule une approche intuitive nous est possible.

Réduire de moitié le complément d'EnRi qu'il est prévu d'installer d'ici 2040 en France, voire des deux tiers, réduirait très sensiblement les investissements en moyens de production, réseaux et flexibilités associés, ainsi que leurs coûts d'exploitations. Le tableau ci-dessous propose, à titre d'exemple pédagogique, un programme d'EnRi qui supprimerait le coûteux éolien flottant et limiterait l'investissement EnRi à 44 Mds € environ au lieu de plus de 90 Mds €.

	GW complémentaires	Investissements mds€/GW	Investissements Total 2025/2040
Eolien terrestre	9	1	9
éolien marin posé	8	1,3	10,4
Eolien marin flottant	0	2,5	0
Solaire	30	0,8	24
Total ENRi	47	5,6	43,4

En parallèle les investissements sur les réseaux de RTE et ENEDIS pourraient être de 30 à 40 % de ce qui est imputé aux EnRi, soit une réduction des investissements réseaux de l'ordre de 50 à 60 Mds €⁶.

Cette alternative est d'autant plus justifiée qu'à partir de 2040 un programme nucléaire plus dynamique éviterait un renouvellement massif des EnRi obsolètes. Un calcul complet devrait aussi intégrer une réduction de la considérable croissance des flexibilités proposée (mais non chiffrées par RTE), et un bilan financier des exportations et importations résultant de la volatilité des prix européens provoquée par l'intermittence (qui pourrait se chiffrer entre 2 et 4 milliards €/an). Au total le gain par rapport au scénario de référence pourrait s'élever à 120 à 150 milliards⁷, réduits d'une quinzaine de milliards d'investissements en centrales à gaz.

L'impact sur l'empreinte GES de la France serait insignifiant : que l'électricité soit produite avec des centrales à gaz en France ou chez nos voisins puis importée, les émissions seraient comparables.

L'apport supplémentaire d'énergie des EnRi serait d'environ 90 TWh auxquels, à partir de 2035, s'ajoutera la production du nouveau nucléaire EPR2, qui augmentera progressivement d'une dizaine à une soixantaine de TWh. Le programme sera réajusté tous les 5 ans en fonction de la réalité de l'évolution de la consommation, la puissance pilotable ayant déjà été très sensiblement renforcée.

⁶ Il pourrait y avoir une économie de 5 à 10 milliards € pour les liaisons avec les parcs flottant (sur la base de la récente commande de RTE pour l'éolien terrestre).

⁷ Soit l'équivalent du coût de construction de 11 à 13 EPR2, déjà prévus pour fonctionner 80 ans contre 20 à 25 ans pour les EnRi.



Fiche N°11

Les émissions évitées de CO₂ par le solaire et l'éolien



Un gain climatique en trompe l'œil

Nous aurons, PPE3 oblige, plus de deux fois plus de puissance EnRi en 2035 que de nucléaire. Et nous serons entourés de pays qui surinvestissent massivement dans les EnRi.

Or l'Europe, avec les soutiens incompréhensibles de la CRE, de RTE et de la DGEC, donne à ces productions excessives des avantages (prix garantis, quasi-priorité d'accès au réseau) qui vont mettre en grande difficulté les capacités pilotables, techniquement et économiquement.

Résultat, nous dépenserons des sommes colossales pour un gain climatique négatif ou nul en France. Toute la doctrine européenne doit être combattue.

La France doit se préoccuper de s'équiper en capacités pilotables, et se protéger des invasions d'électrons surproduits par ses voisins en bloquant le développement des connexions transfrontalières qui suffisent déjà largement à ses besoins.

En France, les EnRi ne réduisent pas notre empreinte carbone

Si l'impact des EnRi sur les émissions de CO₂ est notable dans des pays qui ont une électricité très carbonée à laquelle elles se substituent, il n'en est pas de même en France où notre mix est déjà décarboné grâce au nucléaire et à l'hydroélectricité, moins émetteurs que tous les autres moyens de production.

Rappelons que les émissions de CO₂ sont de 429 gCO_{2eq}/kWh pour le gaz, 494 pour les déchets, 777 pour le fioul, 986 pour le charbon et 1100 pour le lignite.

En matière de lutte contre le réchauffement climatique, le « juge de paix » permettant de privilégier une solution par rapport à une autre est le niveau des émissions de CO₂. On pourrait penser que ce calcul est systématiquement associé et publié pour expliquer un choix : il n'en est rien alors que la France bénéficie, grâce au nucléaire et à l'hydroélectricité, d'un taux moyen d'émissions du mix électrique de seulement 32 gCO_{2eq} en 2023 et **21,3 gCO_{2eq} en 2024** (données RTE).

Sur certains sujets, on se contente d'affirmations et de slogans : c'est le cas pour le développement massif des énergies électriques intermittentes, prévu dans la PPE3 et la SNBC3. On a même laissé croire pendant des années que l'énergie nucléaire participait au réchauffement climatique, au point que 80% des jeunes de moins de 35 ans en étaient persuadés. La défense dogmatique des éoliennes et des panneaux photovoltaïques représente aujourd'hui le même niveau de désinformation. Ceux qui prônent ce développement massif, par idéologie ou par intérêt, ont bien compris que l'argument qui l'emporte sur tous les autres dans l'opinion publique est de très loin celui d'une décarbonation indispensable.

Dans quelle mesure les EnRi présentent-elles un réel intérêt climatique et économique ?

Quel intérêt ont-elles si elles se substituent à un nucléaire quasi-décarboné dans notre pays. C'est ce que propose cette analyse, en examinant successivement pourquoi l'argument de la défense de la planète est systématiquement employé et s'impose en France aussi, l'absence de preuves justifiant cet argument, notamment avec cette réalité d'une électricité française de très loin la plus vertueuse en termes de rejets de CO₂.

L'éolien et le solaire, mais c'est bon pour la planète !

Il est toujours utile de faire un retour sur le passé. La figure ci-dessous de RTE (Réseau de Transport de l'Électricité) présente l'évolution des émissions de gaz à effet de serre de notre production d'électricité (ligne en pointillé et échelle de droite en g CO_{2eq}/kWh) qui s'effondre de 550 à moins de 50 gCO_{2eq}/kWh en une quinzaine d'années de 1978 à 1993. Elle montre deux évidences :

- L'extraordinaire impact bénéfique du nucléaire dans les années 1980-1990.
- La très faible influence des EnRi depuis 2015 alors que la puissance installée est déjà de 48 GW fin 2024, soit 78 % de celle du nucléaire.

Pourquoi l'intensité des émissions est-elle relativement stable depuis 2014 alors que 33 GW d'EnRi ont été ajoutées ? Si les EnRi sont plus émettrices de CO_{2eq} que le nucléaire, elles sont cependant peu carbonées et ont produit 72,3 TWh en 2023.

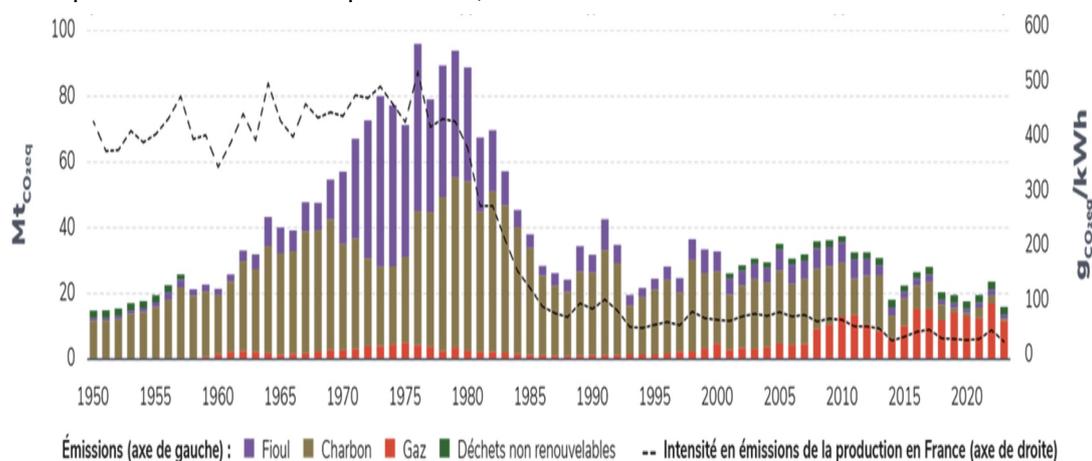


Fig. 1 : Émissions directes de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France et intensité en émissions de la production d'électricité française entre 1950 et 2023 (RTE bilan 2023)

Une conclusion s'impose : si les EnRi ont peu contribué à la décarbonation de notre électricité, elles ont contribué à celle de nos voisins européens, l'Allemagne par exemple, bien connue pour s'opposer frontalement à notre politique énergétique fondée sur le nucléaire et l'hydroélectricité. RTE indique que seul un quart de notre électricité intermittente est consommée en France en 2022/2023.

Pourquoi tant insister sur l'argument « défense de la planète » ?

S'agissant de l'électricité, la compréhension technique et financière des enjeux est souvent très limitée, y compris, et c'est là où le bât blesse, au niveau de nos dirigeants, qui restent étonnamment sourds aux alertes des spécialistes des réseaux électriques.

Néanmoins, progressivement, l'opinion publique a évolué : dans le grand battage médiatique en faveur des EnRi, non seulement les attaques contre le nucléaire sont désormais contre-productives, mais la plupart des arguments sont considérés avec beaucoup de distance.

Reste celui de la lutte contre le réchauffement climatique qui, lui, est accepté comme une évidence par la majorité des Français.

Car, pour ce qui est des éoliennes et des parcs photovoltaïques, le soleil et le vent faisant partie de nos aspirations bucoliques et de la poésie pastorale, il est contre-intuitif de voir un danger dans le projet de mix électrique français porté par la PPE3 ; même les plus sensibles à la destruction des paysages par les éoliennes considèrent souvent leur développement comme un

mal nécessaire. Comment leur en vouloir quand tout le système politico-médiatique pousse dans le même sens ?

Les Français, trompés par une publicité omniprésente en faveur du vent et du soleil (une source d'énergie gratuite !), ne sont généralement pas conscients des risques induits par les EnRi : déstabilisation des réseaux électrique jusqu'au black-out et explosion des prix de vente de l'électricité, pour n'en citer que deux. Bref, ça marche !

L'argument « c'est bon pour la planète » est celui qui résiste le moins à l'analyse ...

Gare à ceux qui osent l'attaquer : accusés de ne pas être sensibles aux périls du réchauffement climatique, ils sont également taxés de climato-scepticisme, de complotisme, de populisme, de sectarisme. Et, pour enfoncer le clou, les éléments de langage ne manquent pas : tous les experts sont d'accord ; il ne faut pas opposer les énergies entre elles et mettre tous ses œufs dans le même panier ; la France est en retard ; pour rester sous les 1,5 degré nous n'avons pas le choix.

Mais cela ne durera pas.

Tôt ou tard, les Français comprendront. C'est ce qu'avait d'ailleurs pronostiqué, en décembre 2019, la députée LREM Marjolaine Meynier Millefert, rapporteuse de la Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique. Elle avait déclaré, au congrès national sur l'éolien : « le jour où les gens vont vraiment comprendre que cette transition énergétique ne sert pas la transition écologique, vous aurez une réaction de rejet de ces politiques en disant : vous nous avez menti... ».

Quand un black-out destructeur se produira, évènement redouté par les experts européens des réseaux et dont la probabilité augmente chaque jour, les alertes ignorées à ce jour des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité, l'ENTSO-E - et désormais RTE - remonteront à la surface. Il faut bien sûr constater que les alertes de RTE sont de simples remarques noyées dans de volumineux rapport à la gloire d'un scénario de référence qui apporte à leur entreprise une garantie de croissance considérable. Sera-t-il trop tard ? Qui sera responsable ? Pas eux bien sûr, ils l'avaient écrit dans le corps du texte des rapports successifs !

... mais c'est celui qui est le plus largement utilisé par les pseudo-défenseurs de la planète

« La défense de la planète » est l'argument récurrent utilisé à Bruxelles pour imposer, dans le cadre du Green Deal, des objectifs contraignants à la France en matière de développement des EnRi. Pour enfoncer le clou, la Présidente de la Commission européenne a proposé et fait accepter la nomination de deux Commissaires résolument antinucléaires, Dan Jorgensen (énergie) et Teresa Ribera (Transition) et a choisi un écologiste radical, Philippe Lamberts, pour la conseiller sur la réalisation des objectifs climatiques de 2030. Ils nous conduisent ainsi de façon collective à la même déroute que celle de l'Energiewende allemande.

C'est l'argument au nom duquel Corinne Lepage vient d'attaquer la France devant le Conseil d'État pour inaction climatique, heureusement sans succès, et annonce qu'elle va faire la même chose au niveau européen, avec comme client l'association « Énergies renouvelables pour tous » créée en avril 2023, dont elle fait partie.

Rien n'y fait : la « défense de la planète » leur permet d'ignorer, en dépit du bon sens, les mises en garde émises par André Merlin, Yves Bréchet, Arnaud Montebourg, Hervé Machenaud ou encore Henri Proglio, lors de leurs auditions devant la Commission Schellenberger/Armand.

En fait, par idéologie, dogmatisme ou intérêt, les défenseurs de la planète font passer la lutte contre les émissions de CO₂ au second plan et soutiennent les objectifs qui nous sont imposés

par la Commission européenne. Par un discours dominant, passant de l'erreur de bonne foi au mensonge caractérisé, parfois sans en prendre conscience, ils contribuent à une grave imposture au détriment des Français (et au bénéfice de nombre de spéculateurs).

Les deux ministres français chargés de la transition énergétique et de l'énergie dans le gouvernement Barnier, ont clairement porté le message de la nécessité d'un nucléaire fort au service d'une électricité bas-carbone, ce qui est bien. Le gouvernement Bayrou semble prendre la même voie. Mais le « en même temps » perdure et le projet de décret PPE3, qui vient d'être remis au Conseil supérieur de l'énergie, maintient un programme massif et extraordinairement coûteux d'EnRi, qui ne peut que se substituer de plus en plus à un nucléaire remarquablement décarboné. PNC-France, ONG indépendante et transpartisane, estime que ce ne sera pas supportable pour notre pays.

L'influence positive des EnRi n'est pas prouvée en France métropolitaine

Le développement des énergies éoliennes et photovoltaïques est soumis à des objectifs contraignants parce qu'elles sont présentées comme permettant de réduire de façon notable les émissions de CO₂ du système électrique. Ce n'est pas du tout ce que montre l'analyse de l'évolution des émissions françaises du secteur électrique (voir figure1 ci-dessus).

Aucune étude d'impact environnemental n'a cherché à quantifier la réalité de l'influence des EnRi sur les émissions de CO₂ dans notre mix

La raison en est évidente : il est plus commode d'affirmer les vertus de l'énergie « verte » que de se lancer dans une démonstration hasardeuse quand on sait que l'analyse du cycle de vie (ACV) de chaque filière de production conduit à des chiffres qui prouvent exactement le contraire. La « base Empreintes » de l'ADEME (agence pourtant notoirement antinucléaire) retient des chiffres éloquentes :

- 3,7 gCO₂eq/KWh pour le nucléaire français ;
- 14,1 gCO₂eq/KWh pour l'éolien, soit 4 fois plus ;
- 43,9 gCO₂eq/KWh pour le solaire photovoltaïque fabriqué en Chine, qui représente plus de 90% des panneaux installés en Europe, soit 12 fois plus que le nucléaire (ce que RTE, dans la note évoquée plus bas, qualifie de légèrement supérieure...).

Or, le système retenu impose à l'électricité nucléaire de s'effacer quand il y a surproduction, comme exprimé clairement par RTE : « *Le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire* ». Le nucléaire doit s'effacer et moduler sa production pour laisser passer le vent et le soleil. Cela revient donc à remplacer, quand la production EnRi est abondante, voire surabondante, l'électricité la moins émettrice de CO₂ par des productions dont le bilan climatique global est déjà entre 4 et 12 fois moins bon. Et ceci sans prise en compte des moyens mis en œuvre pour compenser leur intermittence.

L'énergie produite par l'éolien et le solaire va progressivement obliger l'électricité nucléaire à s'effacer

La figure 2 montre un exemple probant, parmi tant d'autres, d'effacement du nucléaire en France métropolitaine au moment de l'arrivée de la « cloche solaire » superposée à la production éolienne : il est issu de l'application eCO₂mix de RTE - que chacun d'entre nous peut télécharger.

Alors que nous sommes en semaine en mi-saison par une journée douce, ensoleillée et ventée, plus de 11,4 GW de nucléaire doivent s'effacer pour laisser 13,2 GW d'EnRi les remplacer. Dans le même temps, une surproduction d'EnRi européenne conduisait à des prix d'électricité très bas ou négatifs selon les pays (figure 3).

D'après le document de RTE paru en 2019, l'effacement du nucléaire devant le solaire et l'éolien était extrêmement rare. C'était peut-être vrai jusqu'à une période récente mais c'est de moins en moins le cas : en 2024 selon RTE, le nucléaire a réduit de 30 TWh sa production pour laisser passer les surproductions d'EnRi. C'est d'autant plus frustrant qu'EDF a fait des prouesses pour remettre en état de marche son parc nucléaire : en ajoutant les 30 TWh perdus aux 381 TWh effectivement produit en 2024, on arrive à plus de 410 TWh de production nucléaire potentielle, or 360 TWh était la production nucléaire prévue par RTE pour 2030 et 2035 !

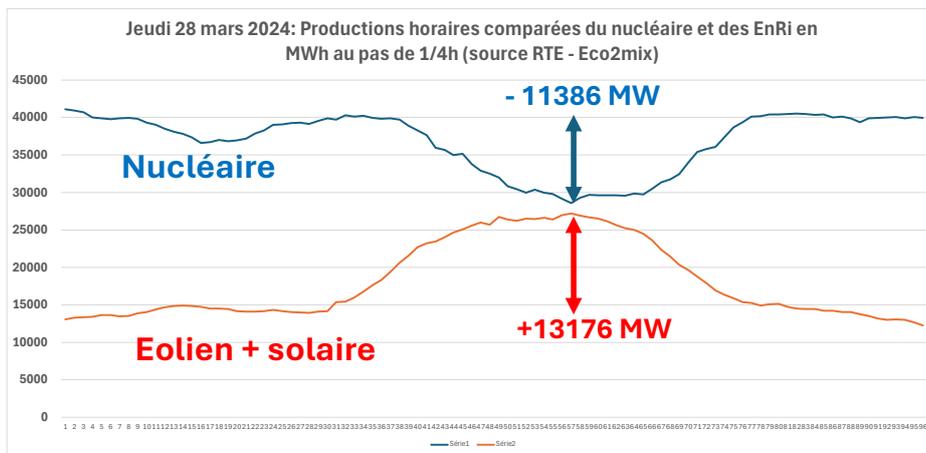


Figure 2 – Jeudi 28 mars 2024 : évolution des productions comparées du nucléaire et des EnRi à 13h45



Figure 3 : Évolution du prix de l'électricité en Europe le jeudi 28 mars 2024 avec une période marquée de prix négatifs en milieu de journée. En regardant ces deux figures 2 et 3, on peut s'inquiéter de ce qui se passera en 2035 si les objectifs de la PPE 3 sont maintenus avec un triplement des puissances installées de solaire et d'éolien (dont 18 GW en mer). Une situation tout simplement ingérable ; il n'est nul besoin d'être un spécialiste pour le comprendre.

Selon RTE, la production éolienne et solaire annuelle en France permettrait d'éviter 22 millions de tonnes de CO₂, dont seulement 5 en France. Mais est-ce seulement exact ?

Par exemple, ce jeudi 28 mars 2023, en milieu de journée, 70 GWh d'EnRi, contribuant à nos émissions pour 2030 t CO₂eq, et auxquels RTE attribuent 30.000 t de CO₂eq évités (par rapport au gaz), ont en réalité remplacé une production nucléaire qui aurait émis seulement 260 t de CO₂. Un nucléaire maintenu et des EnRi s'effaçant auraient ainsi évité 1770 t de CO₂ en France. Et nous exportons dans le même temps 10 GW de production au bénéfice de voisins qui s'opposent au nucléaire.

On voit ainsi confirmé que nos investissements en EnRi bénéficient prioritairement à nos voisins quand notre pays croule sous les dettes. C'est un scandale qui ne peut que s'amplifier quand la PPE3 prévoit de tripler les productions intermittentes, de porter leur puissance installée à plus de deux fois celle du nucléaire. De telles journées vont devenir la règle, en été en particulier.

La question écrite au gouvernement de Madame Anne Catherine LOISIER,

Le 11 mai 2023 Anne Catherine Loisier, sénatrice, et Vice-présidente de l'OPECST, dans une question écrite argumentée, a souhaité « connaître l'étude d'impact environnemental qui aurait été accréditée, sur la base de mesures sur le terrain, la réalité des émissions théoriquement évitées par les énergies renouvelables électriques ». La réponse a été apportée le 23 novembre 2023, en se référant à l'évaluation de RTE de 2019 évoquée ci-dessus et en se bornant à répéter les chiffres de 22 et 5 millions de tonnes de CO₂, avec pour justification principale celle d'affirmer que ces énergies renouvelables « se substituent majoritairement aux énergies fossiles ».

*Madame LOISIER a récemment renouvelé sa question, de façon plus explicite. En attendant la suite, on peut constater que la réponse initiale est de nature à confirmer **l'absence d'étude ayant cherché à quantifier l'effet réel sur le bilan carbone de l'injection croissante d'énergies intermittentes sur le réseau**. On jugera du peu d'importance accordée aux questions précises de l'OPECST.*

La France est de loin le pays le plus vertueux

Electricity Maps, une application qui dérange

L'application Open source « Electricity Maps », que chacun peut télécharger sur son téléphone portable, dérange manifestement. Elle n'est pas invitée dans les instances européennes, pas évoquée dans les médias : elle est invisibilisée.

Pourtant, son rôle est important dans la lutte contre le réchauffement climatique, puisque d'un coup d'œil, elle permet de mesurer l'impact climatique de l'électricité produite et consommée, dans chaque pays d'Europe et dans de nombreux pays du Monde.

La mission d'Electricity Maps est d'organiser les données mondiales sur l'électricité afin de **favoriser la transition vers un système électrique véritablement décarboné**. Les sources utilisées en temps réel sont officielles et ne sont d'ailleurs **pas contestées**. Il s'agit notamment des données des gestionnaires de réseau.

Elle devrait plaire à tous les vrais écologistes...

Plus la couleur est verte, moins l'électricité est carbonée.

Figure 4 : Europe Electricity Maps

Mais non. Elle a le mauvais goût de fournir des informations qui ne vont pas dans le sens de la politique de la Commission européenne. Elle pourrait être utilisée par la France, pour démontrer les vertus de son mix électrique actuel. Mais non, les ministres ne s'appuient pas sur ses indications pour défendre le modèle français, cela pourrait fâcher nos voisins.

Le fait est qu'elle irrite profondément le lobby des énergies renouvelables. Donc on n'en parle pas. C'est un peu comme si on interdisait la météo parce qu'elle indique des orages alors qu'il a été décidé qu'il faisait grand beau. Les figures 5 et 6 montrent des comparaisons sur un mois, un trimestre et un an.

Par exemple, sur la figure 5 on peut comparer les chiffres du mois d'octobre 2024 pour les pays européens connus pour leur fort développement en renouvelables électriques, avec ceux de la France, prétendument en retard dans la lutte contre le réchauffement climatique en raison d'un taux plus faible d'EnRi (la France mérite le bonnet d'âne selon Marine Tondelier).

La France arrive en première position, en émettant largement moins par KWh que les pays ayant opté pour un développement massif de l'éolien et du solaire photovoltaïque, l'Allemagne, le Danemark, l'Espagne et la Grande-Bretagne.

Enfin, sur la figure 7 la comparaison des « patatoïdes » composées par les 8760 points correspondant à la consommation électrique horaire de chaque pays (en abscisse) et au niveau de CO₂eq émis par KWh en ordonnée pour chacun des 8760 points de consommation horaire, confirme les résultats précédents au niveau d'une année complète, 2023 en l'occurrence. La patatoïde bleue est celle de la France, la grise au-dessus celle de l'Allemagne.

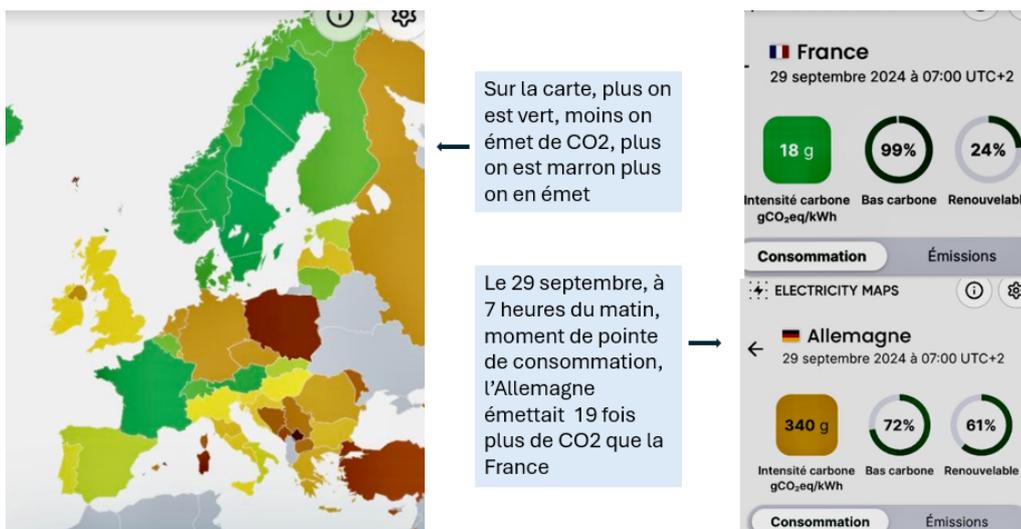
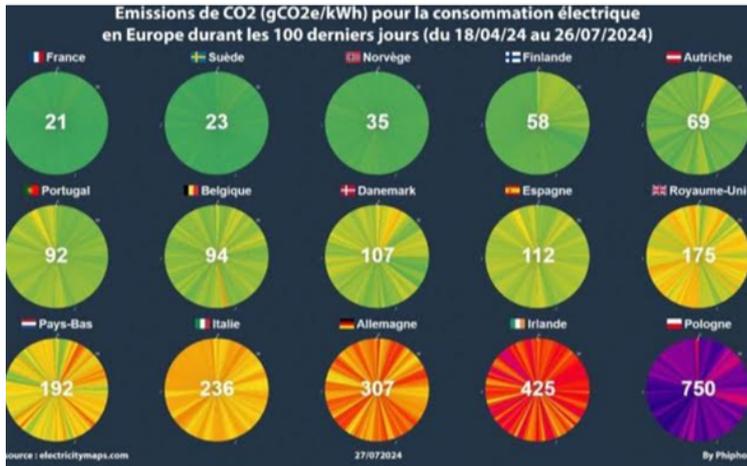


Figure 5 – Le mois d'octobre 2024

La figure 6 présente un classement des principaux pays européens sur un trimestre en fonction du nombre moyen de grammes de CO₂ émis par KWh pour la production d'électricité.

En 2024 l'Allemagne a rejeté 200 millions de tonnes de CO₂ (Figure 7) soit un chiffre largement supérieur à celui des émissions de la totalité des moyens de transport en France (130 millions de tonnes). Si les Allemands estiment que ce n'est pas grave et que cela ne remet nullement en cause leurs choix, on peut se demander si l'objectif de lutter contre les émissions de CO₂ est bien un objectif retenu outre-Rhin... Peut-être peut-on au moins leur suggérer de ne pas imposer leur modèle de l'Energiewende aux autres pays européens. D'autant que le bilan serait encore plus lourd sans l'électricité venue de France : pendant les 11 premiers mois de 2024, l'importation de 23 TWh d'électricité très décarbonée venue de France a permis à l'Allemagne d'éviter l'émission de 24 Millions de tonnes de CO₂ en supposant qu'il aurait fallu brûler du lignite pour produire cette quantité d'électricité.



Entre avril et juillet 2024, la France est le pays d'Europe le plus décarbonné et émet 15 fois moins de CO2 que l'Allemagne

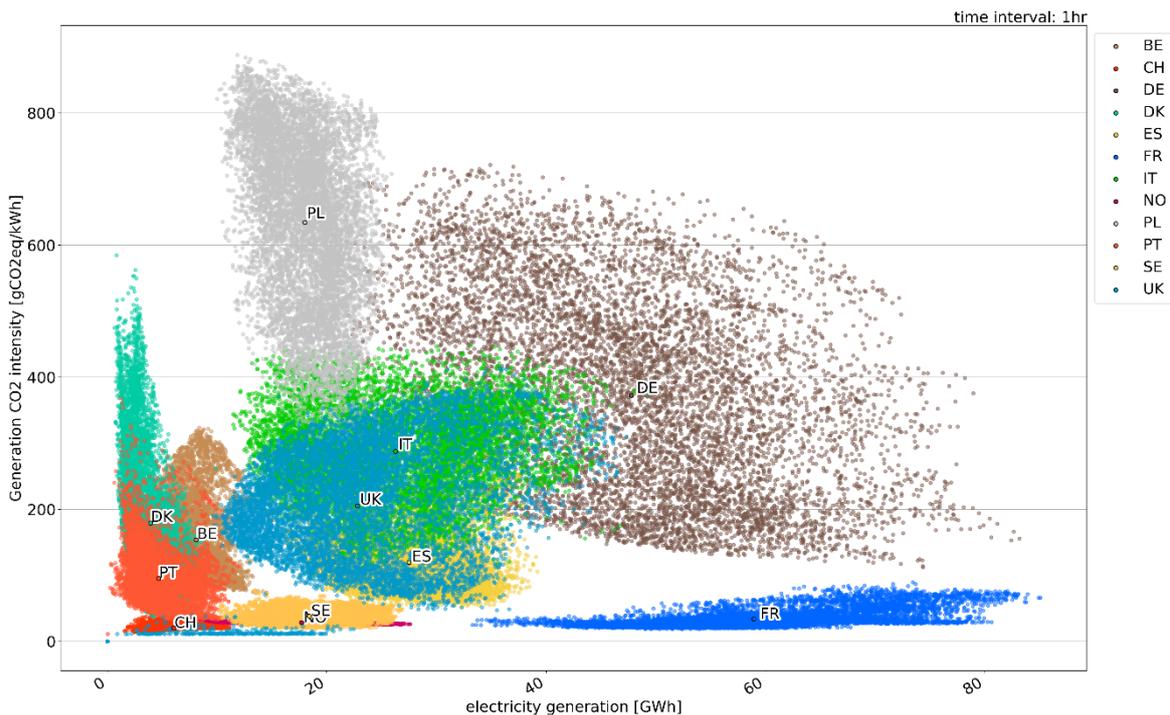
Figure 6 – Chiffres sur un trimestre

L'argument de la décarbonation d'autres pays d'Europe est utilisé (par exemple dans le document de RTE évoqué dans le paragraphe 2) pour justifier le développement considérable des éoliennes et des panneaux photovoltaïques en France. Peut-on entendre cet argument ? **Peut-il justifier l'envahissement de nos paysages, c'est-à-dire de notre patrimoine, qui attire 85 millions de touristes chaque année ?**

L'ensemble des nuisances et des risques que représente le développement inconsidéré des

Electricity generation to generation CO2 intensity per country
01-01-2024 to 01-01-2025

Thomas Auriel - CC BY-SA
Source: ENTSO-E, IPCC 2014



EnRi en France mérite en tout cas une information objective de la population. Quant à certains de nos voisins, leurs enfants supporteront le choix de cette lourde désinformation.

Figure 7- Intensité carbone des différents mix européens en 2024. En 2023 l'Allemagne a émis 20 000 tonnes de CO2 **par heure**, soit 175 millions de t de CO2 dans l'année. **Les émissions CO2/ KWh de l'Allemagne n'ont jamais été inférieures à celles de la France, pas même pendant une heure**, malgré une puissance installée de 167 GW d'EnRi, double du besoin de puissance moyenne appelée en Allemagne (80 GW).



Pour l'Allemagne, pendant les 11 premiers mois de 2024, l'importation de 23 TWh d'électricité très décarbonée venue de France **a permis d'éviter l'émission de 24 Millions de tonnes de CO₂**, si l'on considère qu'il aurait fallu brûler du lignite pour produire cette quantité d'électricité.

L'argument de la décarbonation d'autres pays d'Europe est d'ailleurs utilisé sans vergogne pour justifier l'envahissement de nos campagnes par des monstres d'acier dépassant les 200 m de hauteur. C'est le cas dans le document de RTE évoqué dans le paragraphe 2.

On peut difficilement entendre cet argument, eu égard à l'ensemble des nuisances et des risques que représente le développement inconsidéré des EnRi dans la PPE. Il mériterait en tout cas une information honnête de la population.



Fiche N°12

Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?



Le nucléaire (comme l'hydroélectrique) requièrent des investissements initiaux très importants mais qui durent très longtemps : un siècle ou plus pour l'hydraulique, au moins 80 ans pour le nouveau nucléaire.

Ces deux caractéristiques ont pour conséquence des charges financières associées à leurs financements très élevées, **très sensibles aux taux d'intérêt moyen de leur financement**. Il en résulte que les coûts des MWh d'électricité produite sont eux-mêmes très sensibles à ces taux d'intérêt. Par exemple, le coût de production pour un investissement donné serait d'environ 38 €/MWh avec un taux de 0 %, de 56 €/MWh avec un taux compétitif de 4 % et de 92 €/MWh avec un taux de 8 %, etc.,

Ces chiffres montrent bien que l'enjeu de produire un MWh nucléaire compétitif réside au moins autant, et en réalité davantage, dans un financement à bas taux que dans le coût de construction lui-même. Obtenir un financement dont le taux d'intérêt moyen ne dépasse pas significativement 4 % est donc d'un intérêt majeur pour le coût de production du futur nucléaire et par conséquent pour le futur prix de l'électricité et pour l'économie du pays. Est-ce possible ? Il faut prendre en compte deux termes principaux qui s'additionnent **Les taux d'intérêt de l'argent proprement dits** et les **primes de risques**. Ces risques sont de diverses natures, sachant que le coût complet du KWh nucléaire est constitué d'environ 80 % de charges fixes, financières en majorité. Les risques sont politiques, technologiques et de construction (minimisés pour des concepts éprouvés et standardisés), commerciaux (minimisés par Contract for difference ou CFD, à condition que le prix d'équilibre du CfD et sa durée soient correctement fixés).

Au total, il n'est donc pas acquis que ce type de financement « classique » permette de bénéficier d'un taux d'intérêt moyen pondéré (entre fonds propres et emprunts) suffisamment bas pour permettre un coût de production suffisamment favorable. Il ne faut donc pas s'interdire de rechercher d'autres moyens de financement tel que Le RAB (« Regulatory Asset Base » en anglais) ou BAR (« Base d'actifs régulés » en français), très proche du TURPE, qui permet de financer au fil de l'eau les besoins d'investissements par les consommateurs d'électricité, via leurs factures d'électricité. Pas d'emprunt, pas de primes de risques à payer, cette méthode réduit beaucoup le coût du financement. Le financement de la construction d'un EPR2 ne rajouterait qu'environ 2 €/MWh au coût total de la production du MWh nucléaire. Une analyse juridique est nécessaire pour éclairer cette question vis-à-vis des règles de la concurrence.

Une autre approche consisterait à recourir à l'épargne des Français sous une forme à définir : fonds d'épargne retraite, fonds d'épargne ciblés vers les investissements de long terme, etc. Ces fonds pourraient être attractifs en servant un intérêt légèrement supérieur à celui des livrets A et LDDS tout en constituant une source de financement à bas taux (< ≈ 4 %) pour les investissements nucléaires. Rappelons que le « bas de laine » des français s'élève actuellement à environ 1 900 Mds€ pour l'assurance vie, 495 Mds€ pour le livret A, et 75 Mds€

pour le livret LDDS. Ces fonds sont historiquement très stables, bien que disponibles.

L'outil industriel nucléaire français actuel : un modèle simple et robuste, qui a fait ses preuves :

Historiquement, les emprunts d'EDF (à taux d'intérêt bonifié reflétant la signature de l'État) et le revenu des ventes de l'électricité ont constitué le socle financier permettant la construction du parc nucléaire, puis la couverture du coût complet d'un investissement considérable, amorti sur le long terme. EDF est « propriétaire / architecte ensemblier / exploitant », la recherche et l'industrie française étant mobilisée par le gouvernement.

Par la suite l'État actionnaire a prélevé d'abondantes ressources de l'entreprise EDF, puis mis en place une concurrence fictive obligeant EDF à vendre à perte via l'ARENH une partie importante de sa production, à un prix déraisonnable de 42 € par MWh, maintenu sans réévaluation depuis 2012 par la CRE, en contradiction avec les préconisations de la loi Nôme de 2010. EDF a ainsi été privée de plus de 20 Mds€ qui lui font cruellement défaut pour financer le nouveau nucléaire.

Quel modèle pour financer le futur parc EDF ?

La France a accepté depuis deux décennies une mainmise de plus en plus forte de la Commission européenne sur sa politique énergétique, dans le cadre d'une disparité très forte et radicalisée des politiques de chaque État-membre. Elle a été accompagnée d'une complexification des règles qui rend hasardeuse toute tentative d'améliorer le marché de l'électricité et les politiques nationales. Cette évolution est particulièrement défavorable à la France avec une Commission vent debout contre le nucléaire, attitude renforcée par la nomination des commissaires européens Jorgensen et Ribeiro et du conseiller de la Présidente, Lambert. PNC-France n'est pas armée pour entrer dans le détail des contraintes et interdictions européennes, mais rappelle que le respect des traités Euratom et de Lisbonne, qui priment dans le droit européen, devrait être défendu par le gouvernement au niveau de la Cour de Justice Européenne.

Une 1ère condition incontournable de la réussite du financement d'un investissement industriel de long terme passe par le maintien d'un historique simple, éprouvé et robuste, présentant une bonne résilience aux risques :

- Intégrité des actifs du parc nucléaire et hydraulique d'EDF SA au sein de cette même entité juridique et maintien du rôle triple de propriétaire / exploitant / fournisseur d'EDF SA permettant une bonne résilience aux risques.
- Commercialisation de l'électricité nucléaire aux coûts complets, intégrant des marges pour financer le Grand Carénage et le nouveau nucléaire. La commercialisation devra permettre une visibilité des débouchés et de la rentabilité à moyen / long terme (en volumes et en prix).
- Conditions de financement des investissements adaptées à un investissement de très long terme, au moins 80 ans, porteur de richesses durables.

Les politiques actuelles de dérégulation et de création d'un marché factice pour une commodité vitale et non stockable ont détruit les conditions de financement de capacités de production. Malgré le signal très négatif des faillites d'entreprises comme Enron et British Energy, l'obligation de vente à bas prix à ses concurrents (l'ARENH) perdure depuis 12 ans et ne cessera que fin 2025, et a grandement fragilisé l'entreprise EDF.

Une 2nde condition incontournable de la réussite du financement : un changement de régulation :

La séparation d'EDF en trois entités autonomes a conduit à transférer la mission de gestion opérationnelle du mix électrique, qui a été prise effectivement en charge par RTE, sous le contrôle de la CRE, l'État restant désormais seul réel responsable de l'équilibre du mix, par délégation à la DGEC. Un mix déjà décarboné à plus de 95 % grâce au nucléaire à l'hydroélectrique est mis en concurrence avec de nouvelles capacités 4 à 12 fois plus émettrices de GES, les EnRi. Or ces dernières n'ont pas les mêmes responsabilités dans l'équilibre du réseau alors que leur puissance installée va devenir considérable, plus du double de celle du nucléaire.

En outre, l'État Régulateur a imposé à EDF la charge financière et les obligations qui en résultent, créant ainsi une **concurrence déloyale** : CSPE, contestabilité des prix d'EDF par ses concurrents, financement sur fonds publics d'EnRi qui bénéficient d'une priorité de facto d'accès au réseau. Comme le dit RTE «le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire». Il en résulte un transfert économique de richesse publique, notamment vers des acteurs privés, avec le soutien d'une CRE qui se félicite de la volatilité du marché. La raison donnée est celle d'un encouragement d'investissements, par des fonds privés en particulier, dans des moyens de production, ce qui ne s'est pas vérifié.

Les arguments mis en avant pour imposer aux français cette croissance des EnRi sont la décarbonation par électrification des usages et, ce qui est un comble, l'arrivée trop tardive du nouveau nucléaire dont l'État est pleinement responsable. Mais cette orientation n'a pas été validée par des chiffrages argumentés visant à un prix de l'électricité compétitif et une production souveraine, les équipements EnRi étant massivement importés.

Le citoyen et l'activité économique sont quadruplements pénalisés :

- Le prix de l'électricité a presque doublé de 2011 à 2024, détruisant ainsi la compétitivité de notre économie.

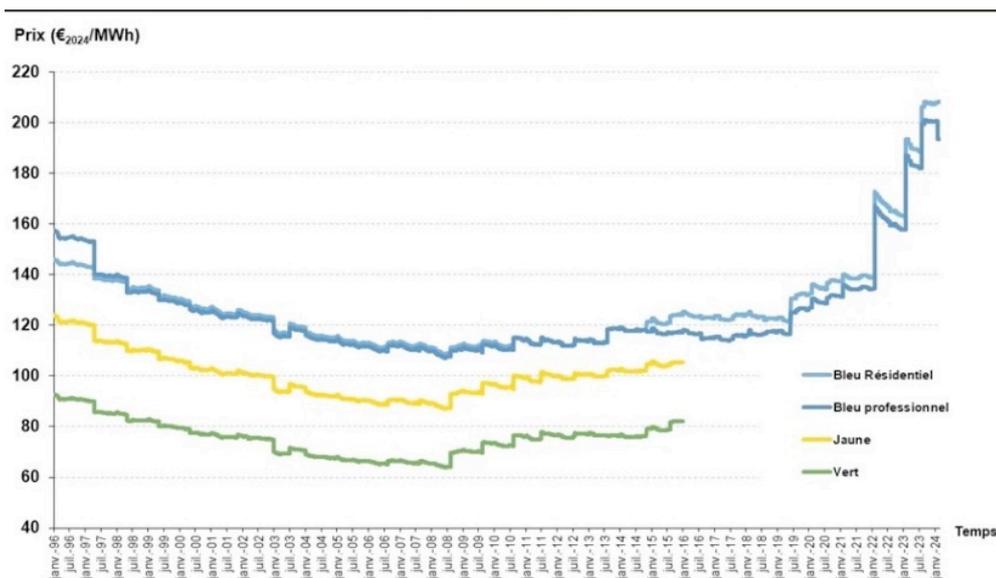


Figure 1 - De 2019 à 2023, les prix de l'électricité en Europe ont grimpé en flèche, +123 % en Grande-Bretagne, +137% en Pologne, +93% en France alors qu'elle avait l'un des prix de

l'électricité parmi les plus bas d'Europe. A contrario, aux Etats-Unis il a baissé de 16% !

Les coûts environnementaux des EnRi ont été largement sous-estimés. On peut mentionner, de façon non exhaustive, l'occupation des espaces tant terrestres que marins avec leurs conséquences sur les activités historiques et la diminution de leur valeur patrimoniale, l'utilisation massives de matériaux généralement importés, l'importation de l'essentiel des équipements, l'exploitation fréquentes des parcs EnRi par des entreprises étrangères, mettant à mal notre souveraineté, etc., Même notre sécurité est fragilisée (altération des signaux radars, ...).

Recommandations de PNC-France pour revitaliser les circuits de financement des moyens de production pilotables

- **Se recentrer sur notre savoir-faire industriel et se réapproprié notre stratégie nationale énergétique et notre régulation nationale**, ce qui implique une action dynamique au niveau européen,
- **Évaluer les scénarios dans la perspective de coûts voisins du coût de production de notre mix**, fondés sur une distribution et une commercialisation toutes deux compétitives,
- **Pérenniser un mix robuste et souverain**, réduisant les dépendances à une importation coûteuse d'électricité lors des pointes de consommation, en se reposant sur des capacités pilotables au bon niveau (12 GWe perdus depuis 14 ans).
- **Intégrer les coûts complets dans les études** de moindre coûts, incluant toutes les externalités, les investissements dans les réseaux (au-delà des seuls aspects de raccordement) et les flexibilités qui résultent des productions intermittentes. Une revue critique des investissements « réseaux » devrait être menée en corrélation avec les investissements en capacités de production mais également dans la perspective du risque d'une cannibalisation de notre mix par les surproductions intermittentes de voisins ayant des politiques énergétiques en opposition avec la nôtre.
- **Engager en urgence une étude coût-bénéfice** (« *value for money* ») avec une méthodologie et des hypothèses validées par la représentation nationale, par la Cour des Comptes, dans l'esprit des études de même nature du National Audit Office britannique et des Public Services Commissions aux USA (paradoxalement des États américains sont régulés selon le modèle de Marcel Boiteux : Géorgie, Caroline du Sud, Floride),
- **S'appuyer sur l'analyse de France Stratégie**, institution autonome placée auprès du Premier ministre, sur le sujet de la guerre économique et sur les avis des académies des sciences et des technologies,
- **Flécher vers les moyens de production pilotable (dont le nucléaire) l'argent public de la transition énergétique** qui assèchent aujourd'hui le financement du nucléaire.
- **Adapter les taxations aux objectifs climatiques** (en 2025 le gaz est deux fois moins taxé que l'électricité).
- **Abolir la mise en œuvre prioritaire (RIIPM) d'aides d'État pour les EnRi** (non-adaptée au système électrique national).
- **Rétablir les conditions d'une concurrence impartiale** après le dispositif ARENH. Les dispositifs de prix garantis et d'obligations d'achat dont bénéficient les EnRi doivent être bannis et remplacés par des conditions de marché équitables, intégrant des garanties effectives de fourniture à tout instant et non annualisées. C'est ce que demande désormais le Président de RTE : « *Les ENR sont devenues un acteur majeur du système électrique, il*

faut que demain, elles aient les mêmes droits et les mêmes devoirs que les autres moyens de production »

- **Bannir le système imposant la contestabilité des prix proposés par EDF** qui impose à EDF de proposer des prix élevés pour laisser la place à une fausse concurrence, tout en privant le consommateur de bénéficier de prix représentatifs des coûts du mix énergétique de l'opérateur.

La question d'un financement adapté n'est pas nouvelle

L'examen de dispositifs déjà expérimentés par ailleurs ou déjà bien évalués montre que des solutions adaptées sont possibles :

- Mankala : Il s'agit d'une prise de participation capitalistique d'industriels dans un projet de centrale nucléaire individuelle donnée.
- Financement par génération de fonds propres sur l'activité (BAR, voir annexe 2), en privilégiant les schémas de commercialisation de l'électricité comme les PPA (à coûts complets)
- Partage de risques avec des prises de participation dans des unités nucléaires par des industriels ou électriciens partenaires avec une vision long terme (y compris avec des pays voisins intéressés par des importations d'électricité).

D'autres solutions ont été écartées :

- Les « Contracts for Difference » (CfD) : dans le cas du financement des moyens pilotables intégrés de la France (EDF), ils détruisent le « business model » d'EDF (Cf. ci-dessus) et génèrent des ingérences et demandes de compensations par des institutions externes telles que la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne (DGComp).
- Projet Exeltium : la Commission Européenne s'est opposée à ce schéma, ou ne l'a accepté en 2008 qu'en échange de conditions non acceptables (relatives aux options de sorties des industriels et au management des risques).

La prise en compte des caractéristiques d'un investissement de très long terme implique une action d'État indispensable (prêt à taux zéro, pendant la période de construction, introduction dans le prix d'une participation aux investissements futurs par exemple). Le gouvernement doit faire preuve d'imagination, mais aussi de fermeté vis-à-vis d'une Commission européenne qui ne respecte ni le principe de subsidiarité dans le domaine de l'énergie (Traité de Lisbonne), ni le principe de neutralité technologique, ni celui d'une égalité des conditions financières attribuées aux projets décarbonés du secteur, nucléaire ou autres.

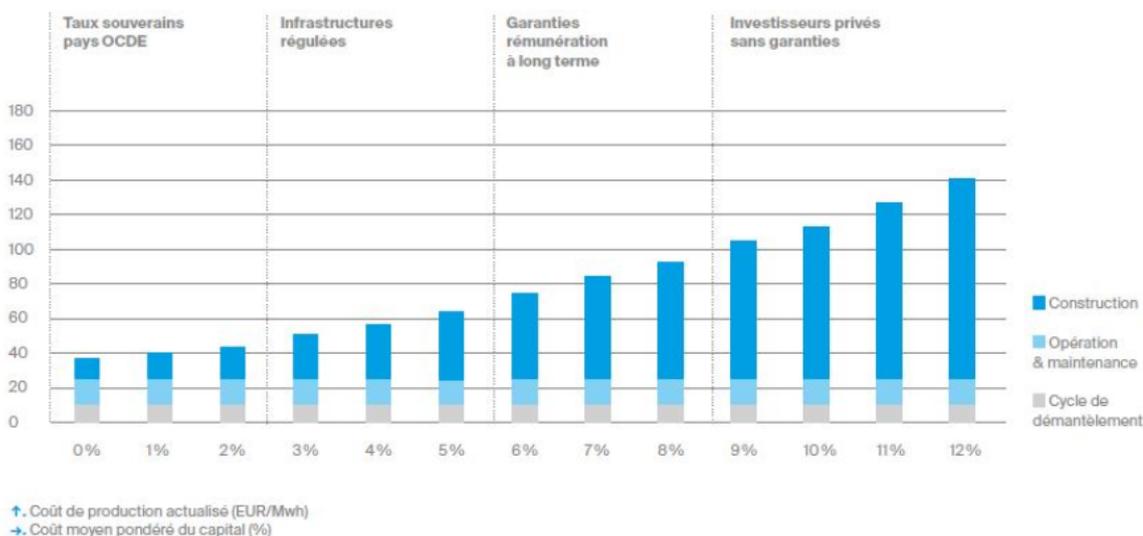
Considérations sur le financement du nouveau nucléaire

Le nucléaire partage avec l'hydraulique deux caractéristiques en termes de financement : ils requièrent des investissements initiaux très importants mais qui durent très longtemps : un siècle ou plus pour l'hydraulique, au moins 80 ans pour le nouveau nucléaire. Ces deux caractéristiques ont pour conséquence des charges financières associées à leurs financements très élevées et très sensibles aux taux d'intérêt moyen de leur financement. Il en résulte que les coûts des MWh d'électricité produite sont eux-mêmes très sensibles à ces taux d'intérêt, comme le montre la figure ci-dessous concernant le nucléaire, publiée par la SFEN.



Coût de production de l'électricité d'origine nucléaire en fonction du coût du capital

Source: Sfen



On voit ainsi que le coût de production pour un investissement donné serait d'environ 38 €/MWh hors charges de financement (taux de 0 %), de 56 €/MWh avec un taux compétitif de 4 % et de 92 €/MWh avec un taux de 8 %, etc.,

Ces chiffres montrent bien que l'enjeu de produire un MWh nucléaire compétitif réside au moins autant, et en réalité davantage, dans un financement à bas taux que dans le coût de construction lui-même. Obtenir un financement dont le taux d'intérêt moyen ne dépasse pas significativement 4 % est donc d'un intérêt majeur pour le coût de production du futur nucléaire et par conséquent pour le futur prix de l'électricité et l'économie pays tout entière. Est-ce possible ? Pour répondre à cette question, il faut prendre en compte deux termes principaux qui s'additionnent :

- **Les taux d'intérêt de l'argent proprement dits** (moyenne pondérée des taux des fonds propres de l'investisseur et des taux des emprunts bancaires et/ou autres types de financement),
- **Les primes de risques.** Ces derniers sont de diverses natures :
 - o **Le risque politique.** On devrait pouvoir le considérer comme nul dans un pays gouverné par la rationalité de long terme, indispensable à l'industrie nucléaire.
 - o **Les risques technologiques et de construction.** Ils se traduisent essentiellement, lorsqu'on utilise des technologies éprouvées, ce qui est le cas pour les EPR2, par des risques de délais et de surcoûts. Mais ces derniers peuvent être fortement minimisés par la construction d'unités standardisées en série, permettant l'accumulation d'expérience, point absolument majeur pour maîtriser les coûts et les délais de grands projets aussi complexes ;
 - o **Les risques commerciaux.** Ils sont de deux types dans le contexte d'un marché de l'électricité : risque de prix, qui peut être éliminé par un CfD (Contract for difference) et risque de placement de la production, pour lequel le nucléaire se situe bien avec son coût proportionnel de production très compétitif, sachant que son coût complet est constitué d'environ 80 % de charges fixes, financières en majorité.

Ces primes de risques soulèvent deux questions : leur taux et qui les porte, ces deux questions étant liées. Dans un financement classique fondé sur une part minoritaire de fonds propres de l'investisseur et une part majoritaire d'emprunts bancaires, l'investisseur prend en compte les risques au travers de la fixation de son taux de retour prévisionnel sur investissement. Quant aux banquiers, ils évaluent les risques de leur côté et les couvrent par des primes, qui s'ajoutent au taux d'intérêt proprement dits, et qu'ils proposent en fonction des fondamentaux prévisionnels de long terme du marché de l'argent. Or, ces derniers sont malheureusement beaucoup moins favorables que ce qu'ils ont été dans un passé récent, durant près d'une décennie en Europe, même si les taux de marché sont à nouveau orientés à la baisse dans la zone euro. De ce point de vue, le fort endettement d'EDF et de l'État français, son actionnaire unique, ne sont pas des facteurs favorables au financement des premiers EPR2 en France.

En revanche, la possibilité entérinée par la dernière réforme européenne du marché de l'électricité (au printemps 2024) de recourir aux CfD pour le nouveau nucléaire est a priori favorable à une réduction de la prime portant sur les risques de prix futurs du marché, à condition toutefois que le prix d'équilibre du CfD et sa durée soient correctement fixés.

Au total, il n'est donc pas acquis que ce type de financement « classique » permette de bénéficier d'un taux d'intérêt moyen pondéré (entre fonds propres et emprunts) suffisamment bas pour permettre un coût suffisamment compétitif de production. Il ne faut donc pas s'interdire de rechercher d'autres moyens de financement.

Le RAB (« Regulatory Asset Base » en anglais) ou BAR (« Base d'actifs régulés » en français)

Ce mode de financement est très proche du TURPE qui finance les réseaux publics d'électricité. Il se caractérise par le fait que les investissements sont financés chaque année au fur et à mesure des besoins d'investissements par les consommateurs d'électricité, via leurs factures d'électricité.

Il n'y a donc ni recours à l'emprunt, ni primes de risques à payer, ces derniers étant implicitement portés par les consommateurs. Ces deux facteurs réduisent beaucoup le coût du financement. La contrepartie est que les factures des consommateurs sont prématurément augmentées puisqu'ils préfinancent de futurs moyens de production qui ne fonctionnent pas encore. La logique d'un tel financement ne tient donc que si cet effort financier anticipé est modéré et est le gage d'une électricité durablement moins chère dans le futur. Or, c'est bien le cas : le financement de la construction d'un EPR2 ne rajouterait qu'environ ≈ 2 €/MWh au coût total de la production du MWh nucléaire⁸. Un autre aspect de ce mode de financement peut cependant poser un problème lorsqu'il est appliqué à des moyens de production d'électricité censés en concurrencer d'autres : est-il compatible avec la réglementation européenne, sachant qu'il n'a pour l'instant été appliqué qu'à des « monopoles naturels » (réseaux d'électricité, de gaz ou d'eau). Une analyse juridique est nécessaire pour éclairer cette question (à noter qu'il est envisagé pour financer la centrale de Sizewell C au RU...).

Le recours à l'épargne des Français sous une forme à définir

Les fonds d'épargne retraite, qui s'inscrivent dans le long terme à l'instar de l'option nucléaire, les fonds d'épargne ciblés vers les investissements de long terme, nucléaires et autres,

⁸ Le coût de construction d'un EPR2 de série peut être estimé à ≈ 9 Mds€. Cet investissement s'étale sur une douzaine d'années (4 ans de préparation et approvisionnement des composants lourds et 8 ans de construction). Si on fait l'hypothèse simplificatrice que les dépenses sont équiréparties sur ces 12 années on aboutit à une dépense de ≈ 750 M€/an. Rapportés à une production prudente de ≈ 360 TWh/an, ces 750 M€/an rajoutent environ ≈ 2 €/MWh au coût de production de l'électricité nucléaire

pourraient être attractifs en servant un intérêt légèrement supérieur à celui des livrets A et LDDS tout en constituant une source de financement à bas taux ($< \approx 4\%$) pour les investissements nucléaires. Rappelons que le « bas de laine » des français s'élève actuellement à environ 1 900 milliards € pour l'assurance vie, 495 pour le livret A, et 75 Mds€ pour le livret LDDS. Ces fonds sont en fait statistiquement très stables dans la durée en ordre de grandeur, bien qu'ils soient disponibles.

Pourquoi ne serait-il pas possible, en attendant que les nouveaux fonds évoqués plus haut montent en capital, ce qui demandera du temps, de recourir à une partie des fonds actuels des livrets A et LDDS, le financement des 6 premiers EPR2 requérant environ 70 Mds€ ? Cela implique évidemment des modifications des règles légales et/ou réglementaires qui régissent ces placements, mais est-ce impossible à envisager ?

En conclusion, il fait peu de doutes que les financiers du ministère des Finances aient déjà envisagé ces solutions et sans doute d'autres, qui relèvent de l'ingénierie financière, ce afin de ne pas uniquement dépendre des schémas habituels de financement qui semblent dans la situation actuelle peu susceptibles d'apporter un financement à taux suffisamment bas pour financer de manière optimale le nouveau nucléaire, afin de disposer d'une électricité future à coût très compétitif.

Sachant que construire un nouveau parc de réacteurs nucléaires, EPR2 puis RNR, est un enjeu majeur de souveraineté économique afin d'assurer l'avenir énergétique du pays, qui sera majoritairement électrique dans le contexte de la lutte contre le réchauffement climatique, le recours aux meilleures solutions possibles de financement ou à un mix d'entre elles est crucial.