

8 octobre 2023

Avant 2035 : aurons-nous besoin de nouvelles centrales à gaz ?

Le mot du Président

Nombreux sont les adhérents au sein de PNC-France qui, compte tenu de nos objectifs statutaires, s'interrogent :

- Sur le développement de l'éolien et du solaire, qui soulève des débats assez vifs sur notre forum, avec une forte inquiétude sur l'impact des énergies intermittentes sur les énergies pilotables, et le nucléaire en particulier, ainsi que sur l'équilibre du réseau.
- Et sur la proposition de PNC-France de lancer la construction de nouvelles centrales à gaz, destinées à fonctionner en pointe et peut-être semi-base.

Pour comprendre, il faut examiner l'impact actuel des moyens intermittents sur notre approvisionnement et les émissions de gaz à effet de serre, avant de se projeter sur 2035.

Situation actuelle :

- Avec une contribution des capacités intermittentes limitée, soit 12 % de la production, l'impact sur le taux de charge du nucléaire reste faible. Il est surtout sensible les dimanches.
- Le solaire et l'éolien, très rarement écrêtés lors de pics de production, apportent une contribution décarbonée nette et une réduction des émissions de GES tant en France qu'en Europe.
- La perte depuis 2010 d'une part significative de la capacité pilotable se fait durement ressentir et oblige à des importations en périodes tendues, donc à haut coût.

Situation 2035

Pour nous extraire d'une dépendance aux combustibles fossiles, (63 % de notre énergie finale), RTE estime que notre consommation d'électricité devrait croître de 35 % en 2035 (par rapport à 2020), soit environ 140 TWh de plus. L'étude ci-après, « *Quel mix électrique pour la France en 2035 ?* », esquisse une comparaison de la situation actuelle avec sa projection en 2035, sur la base des capacités présentées par RTE dans son bilan prévisionnel pour 2035 (20 septembre 2023).

- il n'y a pas de réserve de capacité pilotable pour faire face à la future augmentation de consommation d'électricité, même avec un nucléaire revenu à 360/400 TWh.
- La simultanéité d'une capacité intermittente très élevée en France (122 GWe selon RTE), d'un effondrement de la capacité pilotable charbon/lignite chez nos voisins, accompagné d'un développement considérable de l'intermittence (plus de 1000 GWe), mettent en danger la gestion et l'équilibre des mix français et qu'eupéen, et augurent de crises comme celle de 2022/2023.
- Les capacités intermittentes en France vont impacter lourdement le mode de fonctionnement des capacités pilotables (dont le nucléaire), leur taux de charge, leur économie. RTE n'a pas présenté dans ses scénarios une vision crédible des besoins futurs dans le contexte européen, ni une proposition d'ajustement des règles d'appel aux capacités de production.
-

Conclusion

En raison de l'insuffisance de moyens pilotables, d'autant que l'électrification des usages est la condition nécessaire à la baisse des émissions, PNC estime qu'il n'est pas souhaitable que cette électricité supplémentaire soit totalement renouvelable, « parfaitement décarbonée » et surdimensionnée. Accepter un

surcroît de production légèrement décarbonée, en faisant appel à des centrales de pointe à gaz permet d'éviter un surinvestissement dans des capacités éoliennes et solaires et leurs externalités, tout en contribuant à bien décarboner des secteurs qui le sont massivement, et en rendant le mix national plus robuste. De surcroît elle protège les consommateurs français des errements de grande amplitudes des prix de marché européens.

Il est indispensable que le gouvernement demande à RTE de présenter en urgence l'équilibre à apporter aux investissements dans les moyens pilotables et les moyens intermittents, toutes externalités incluses, pour une efficacité climatique à des conditions économiques acceptables et afin de restaurer notre niveau d'indépendance. C'est d'autant plus indispensable que l'objectif de réduction de la consommation d'énergie finale de la France , de 1600 à 1100 TWh d'ici 2035 (et 1300 TWh d'ici 2030), est probablement hors d'atteinte, sauf crise économique majeure, et devrait être compensée par plus d'électricité.

oooooooooooooooooooo

Quel mix électrique pour la France en 2035

Jean-Pierre Pervès

2005 : le « mix » électrique français est l'un des plus performants des grands pays industriels.

Septembre 2021 : la France engloutit des milliards dans l'importation d'une électricité produite par des centrales à lignite, charbon ou gaz.

La faute au conflit ukrainien ? Non, il n'a pas encore commencé, la France a tout simplement perdu sa souveraineté !

1. Le déclin

2006 : Du Grenelle de l'environnement à la une Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte (**LTECV**) a été gravé dans le marbre de la loi un inatteignable chemin vers une décarbonation de notre société par les seules énergies renouvelables, intermittentes pour l'essentiel quand on s'adresse à l'électricité. Cette idée simpliste est adoptée par toute la technostructure, la DGE sous la tutelle des ministres successifs de l'environnement, Réseau de Transport d'Électricité (RTE), Enedis et la CRE. Tous annonçaient que la consommation d'électricité allait diminuer, alors que tous savaient que notre alimentation en énergie finale repose encore aujourd'hui pour les deux tiers sur des énergies carbonées, pourtant vouées aux gémonies. La France s'aligne ainsi sur la politique européenne et la diplomatie allemande qui semblent totalement ignorer la spécificité d'un mix électrique devant garantir en permanence l'équilibre entre production et consommation. Elle s'engage dans le développement « miraculeux » des productions électriques intermittentes tout en fermant des capacités de production pilotables.

De 2010 à 2022, sans aucune alerte en direction du gouvernement et du parlement, la technostructure fait ainsi arrêter 14,7e GW de centrales « pilotables », garantes de l'équilibrage du réseau (6,1 GWe charbon, 7 GWe fioul et 1,8 GW nucléaire). L'effondrement de la puissance pilotable est de 11 GWe, après compensation par 3,7 GW de centrales à gaz naturel et l'apport aléatoire de 24 GWe d'éolien et solaire que, contre tout principe de réalité, ces professeurs Diafoirus clament maîtriser car « *il y aurait toujours du vent et du soleil quelque part* ».

Pourtant tous savent que le parc nucléaire devra s'astreindre à une jouvence profonde après 40 années de fonctionnement, le grand carénage, ainsi qu'à des travaux dits « post-Fukushima » d'une importance unique au monde. À partir de 2019, en moyenne 3 GW de nucléaire pilotable seront hors service pour cette raison, pendant une quinzaine d'années, ce qui était parfaitement prévisible et rappelé par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN).

Association de Défense du Patrimoine Nucléaire et du Climat (PNC-France)

9 rue du Brûlet - 69110 Ste Foy lès Lyon

N° SIREN 893384362 – mail : pncfrance.secretaire@gmail.com

Et, en 2022, coup du sort, après les lourds ajustements de calendrier résultant de l'arrêt de réacteurs en 2016 (problèmes de qualité au Creusot), puis de la COVID, EDF découvre des amorces de fissures de corrosion sous contrainte dans des tuyauteries utilisées en cas d'accident dans une douzaine de réacteurs (parmi les plus récents et les plus puissants). Il en résulte une indisponibilité supplémentaire de 7/8 GWe en 2022/2023 et 2/3 GWe l'an prochain, heureusement limitée grâce à la remarquable réactivité d'EDF.

Plus désastreuse encore a été la décision, qui n'a été contestée par aucun de ces « experts » et leurs puissantes équipes d'élaboration de scénarios, d'arrêter au total 14 réacteurs nucléaires en 2025, décision confirmée en 2018, puis reportée 2 ans plus tard à 2035, et enfin abandonnée en 2022, mais avec pour résultat une perte de moyens et de compétences dans l'industrie.

En 13 ans, nous avons donc perdu 17 à 18 GWe de capacités pilotables et il nous en manquera encore 14 GW en 2025, sur les 105,5 GW pilotables que nous avions en 2010 (63,1 GWe nucléaires, 27,4 GWe fossiles et 15 GWe hydrauliques).

2. Faire face d'ici 2035, avant le nouveau nucléaire : le diagnostic

2.1. « Errare humanum est, diabolicum perseverare »

Février 2022 : coup de tonnerre dans un ciel plus « vert » que bleu ! Le Président Macron, s'appuyant sur les recommandations de l'AIE, déclare à Belfort que *« si nous voulons tout à la fois respecter nos engagements climatiques, ..., réduire notre dépendance à l'étranger, ..., assurer le développement industriel de notre pays, ..., le chantier du siècle si je puis dire, que nous aurons à conduire dans les décennies qui viennent, est de produire davantage d'électricité »*. Il en conclut que *« la clé pour produire cette électricité de manière la plus décarbonée, la plus sûre, la plus souveraine est justement, d'avoir une stratégie plurielle, celle que nous avons choisie sur la base de ces travaux et de développer tout à la fois les énergies renouvelables et le nucléaire »*.

Deuxième coup de tonnerre, faisant fi de la religion de la SNBC, des élucubrations de l'ADEME et de ses propres propositions antérieures, RTE admet enfin qu'une production supplémentaire d'électricité, substantielle, pourrait-être nécessaire dès les années 2025 à 2035 pour respecter nos engagements européens. La consommation du pays serait portée de 480 TWh en 2019 à 550 TWh en 2030, puis 640 TWh en 2035. C'est moins que ce que les Académies avaient proposé depuis fort longtemps, en cohérence avec l'obligation d'une large substitution de l'électricité, vecteur énergétique du futur, aux combustibles fossiles dans tous les domaines (63 % aujourd'hui). Mais c'est un progrès, et il faut désormais s'interroger sur la façon de produire ces TWh supplémentaires en 2035 (dont 70 de plus dès 2030).

2.2. Une réalité difficile à appréhender

2.2.1. Nous sommes confrontés en premier lieu à un problème de puissance pilotable.

Sur quelles données factuelles asseoir notre analyse ? La puissance appelée peut s'élever à 90/95 GW et exceptionnellement à 100 GW en hiver. En 2019, année normale pré-COVID plutôt clémente, nous avons disposé au maximum d'un socle de production théorique de 109 GW (hors éolien et solaire intermittents). Ce socle de production théorique ne sera pas plus élevé en 2030 alors que la demande sera déjà supérieure.

Mais la puissance réellement disponible, qui résulte de tous les arrêts planifiés ou fortuits, de la saisonnalité de l'hydraulique et du nucléaire, ainsi que de contraintes réglementaires variées, est bien moindre. Il est donc raisonnable de prendre en compte les taux de disponibilité de la puissance installée révélés dans le tableau ci-dessous pour des périodes hivernales, en 2019 et 2023.

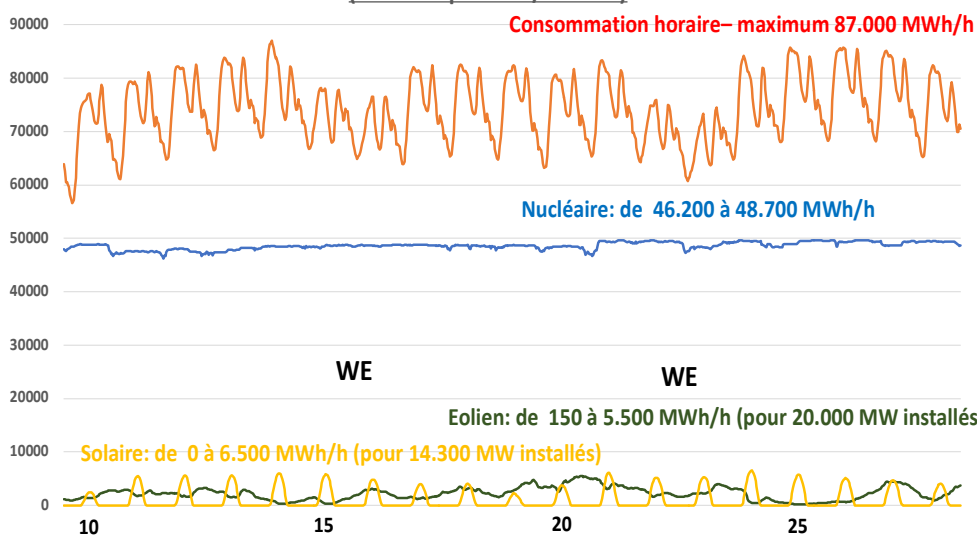
	Période du 1 au 8 février 2019			
GW	P max	P installée	% Pmax/Pinst.	Evolutions
Nucléaire	56,13	63,1	89,0	53,6 à 56,1
Gaz	9,41	12,2	77,1	de 3,3 à 9,4
Charbon	1,41	3	47,0	de 0 à 1,4
Fioul	1,42	3,4	41,7	de 0,1 à 1,4
Hydro lacs	5,18	10,2	50,8	de 0,4 à 5,2
Hydro rivières	6,64	10,7	62,1	de 3,8 à 5,6
Hydro turbin	2,89	4,6	62,8	de 0 à 2,9
Bioénergies	1,20	2,1	57,0	de 1,1 à 1,2
Total socle	84,28	109,3	77,1	

	Période du 10 au 28 janvier 2022		
GW	P max..	P installée	% Pmax/Pinst.
Nucléaire	49,6	61,5	80,7
Gaz	9,8	12,6	77,6
Charbon	1,8	1,8	98,0
Fioul	1,7	2,7	64,8
Hydro	17,1	25,5	66,9
Bioénergies	1,2	2,2	55,7
Total socle	81,2	106,4	76,4

On constate que la disponibilité réelle maximale de notre socle de production) en périodes très tendues, n'était que de 76/77 %. En 2023 il a fallu mobiliser largement les centrales fossiles et importer des pays voisins à des prix stratosphériques.

2.2.2. La deuxième réalité est celle de l'apport complémentaire des productions intermittentes. Pendant la période du 10 au 28 janvier 2022 (source Eco2Mix RTE), l'éolien a été modeste, avec une disponibilité moyenne de seulement 11 % et des puissances délivrées parfois infimes, moins de 1% de la puissance installée. Dans le même temps, le solaire ne produisait que 7,7 % de la puissance installée (nous sommes en hiver). La contribution totale des intermittentes a donc été faible sur la période, moins de 4,5 % de la consommation (voir figure ci-dessous), malgré une puissance installée déjà élevée, de 34,6 GW : dans les mêmes conditions, il aurait fallu 403 GW de puissance installée intermittente pour satisfaire toute la demande, sans pour autant équilibrer le réseau. C'est ce qui explique l'énormité des chiffres de puissance installée intermittente projetés par l'Allemagne (630 GW en 2045).

France: du 10 au 28 janvier 2022 (consommation et productions horaires
(MWh au pas de 1/2 heure)



Sur l'année 2022 le taux de charge moyen de l'éolien, faible, a été de 21,7 % et celui du solaire de 14,7 % : pas de progrès notables depuis des années.

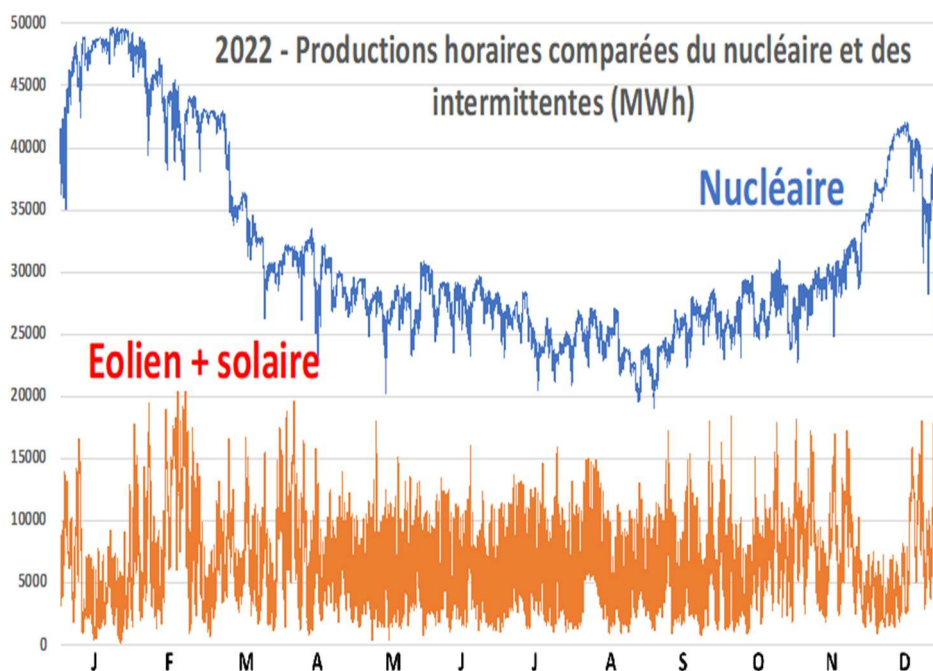
2.2.3. L'éolien et le solaire se substituent-ils au nucléaire décarboné aujourd'hui ?

Une vue globale sur l'année ne permet pas d'évaluer cet impact sur la production électronucléaire : environ 1 % selon EDF, alors que nucléaire et intermittentes ont produit respectivement 278,2 et 56,4 TWh en cette année de nucléaire faible. Les fluctuations de la production nucléaire résultent donc encore essentiellement des baisses de consommation nocturne et lors des fins de semaine.

Association de Défense du Patrimoine Nucléaire et du Climat (PNC-France)

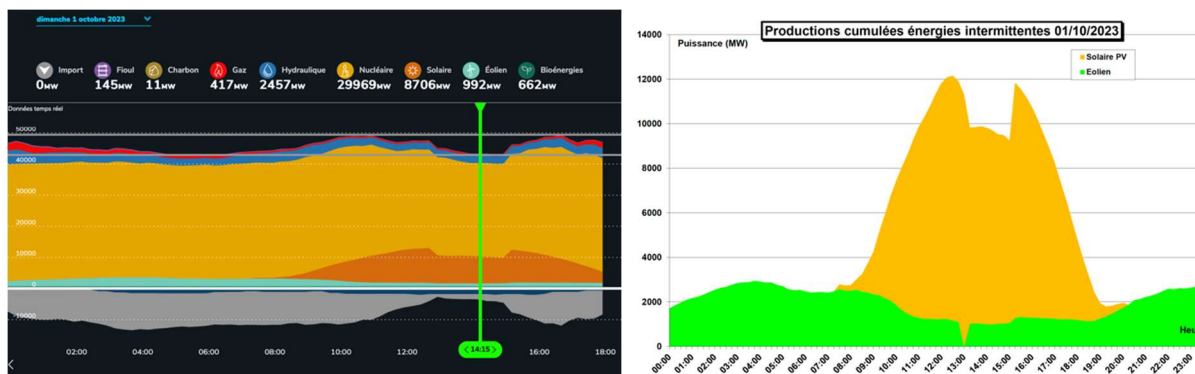
9 rue du Brûlet - 69110 Ste Foy lès Lyon

N° SIREN 893384362 – mail : pncfrance.secretaire@gmail.com



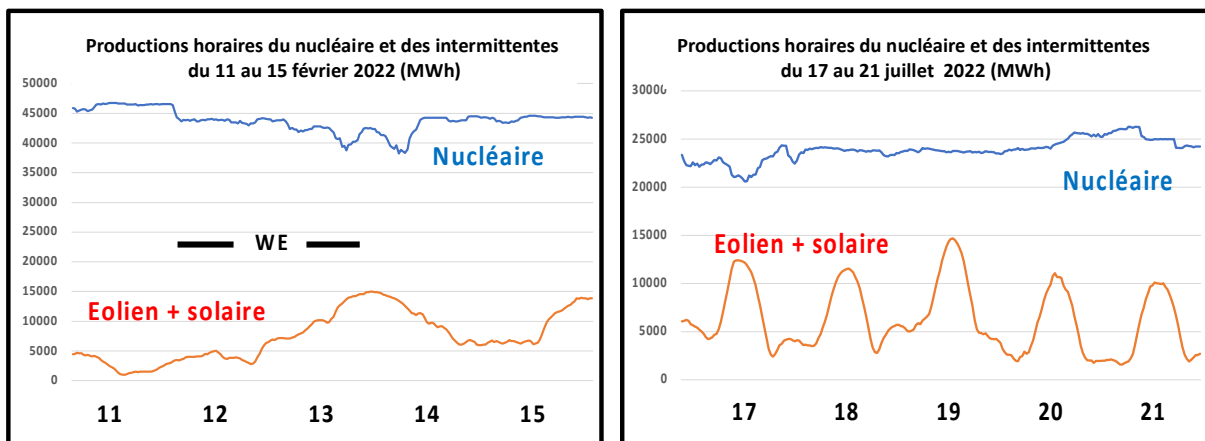
Cette figure révèle aussi une des qualités importantes du nucléaire : l'adaptation aux besoins saisonniers, en regroupant sur l'été l'essentiel des arrêts pour maintenance et rechargement en combustible. Une mise en regard des courbes de production intermittentes et des prix de marchés montrent que les pics de production, solaire en particulier, ont un impact sur les prix qui peuvent, de plus en plus souvent, devenir faibles, voire négatifs, au détriment des productions pilotables essentielles.

Déjà maintenant on constate des fluctuations singulières sur la production, par exemple le 1^{er} octobre 2023 on constate des basculement de puissance en milieu de journée, lors du pic solaire :



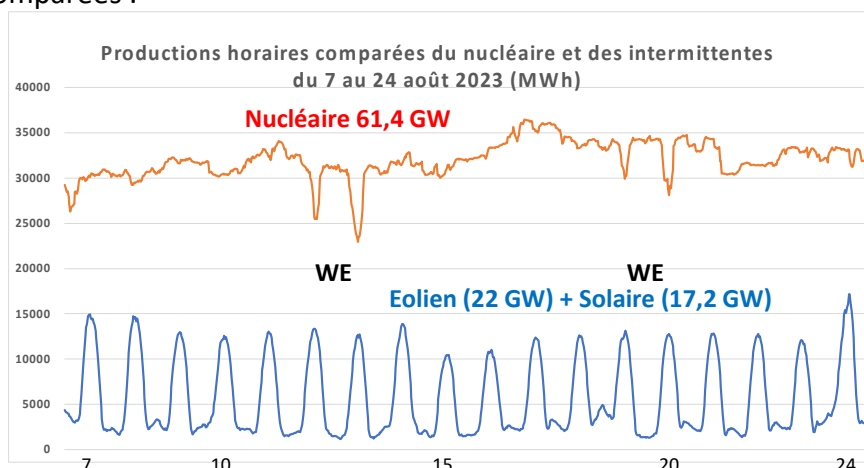
Lors de ce jour ensoleillé en Europe, quand les prix deviennent nuls en raison d'une surproduction solaire, plusieurs tranches nucléaires sont appelées à réduire leur puissance, de 2 GWe environ, alors que les productions de l'hydraulique et du gaz sont au minimum. Et le solaire, comme l'éolien, doivent également réduire leurs production mais en bénéficiant de l'offre RTE d'ajustement à la baisse. La production écrêtée de l'éolien (donc non produite) par exemple est payée comme si sa production avait été réelle, en supposant un de taux du charge de 35 %. (Annexe de l'Arrêté du 6 mai 2016). RTE a en effet besoin de grandes capacités de réglage de fréquence pour encaisser ces variations, puis mobilise des centrales à gaz qui doivent démarrer pour accompagner la baisse de production solaire et fournir ce service système (Source Jean Fluchère).

Un regard sur deux périodes caractéristiques donne une autre vue de l'impact des intermittentes sur le suivi de charge imposé au nucléaire en 2022 :

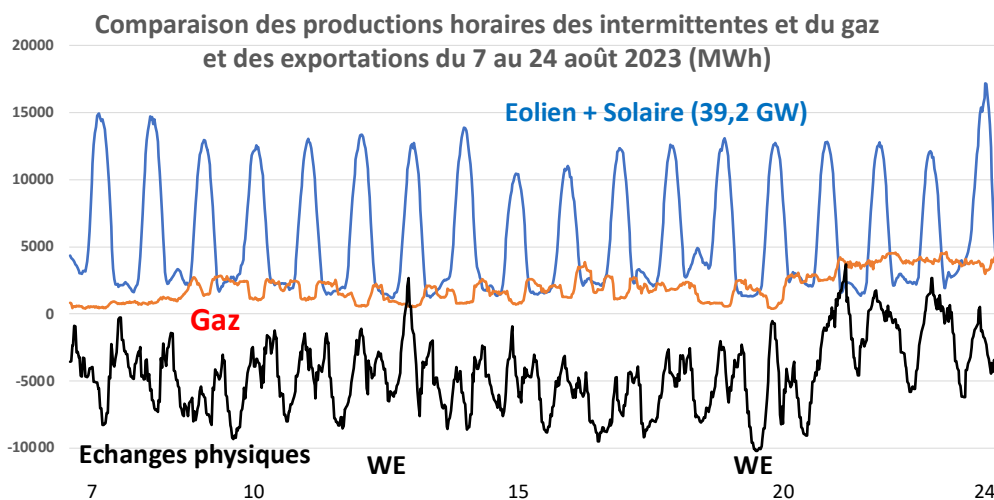


- Lors d'une période venteuse hivernale, on constate une baisse de production nucléaire le WE ou les jours fériés mais peu en jours ouvrés. Sur cette période restreinte, le nucléaire produit 4 % de moins que s'il avait produit à puissance constante, soit une baisse de 220 GWh sur la période alors que les intermittentes ont apporté 890 GWh.
- Lors d'une période estivale ensoleillée et faiblement venteuse, un apport solaire important n'a pas eu en 2022 d'impact sensible sur la production nucléaire, faible (2 870 GWh), pour une production intermittente de 754 GWh. Apparaît ainsi clairement le rôle du nucléaire dans la lutte contre le changement climatique, mais également des ENR intermittentes. Les pics solaires réduisent les productions fossiles en France mais aussi à l'étranger.
- Dans les limites de leur efficacité et de leur variabilité, les intermittentes contribuent à la production et à la décarbonation de notre électricité en produisant environ 12,5 % de notre consommation en 2022.

2.2.4. Mais où va cette production intermittente ? En cet été 2023 une longue période sans vent, mais ensoleillée, a sévi du 4 au 24 août. Les productions nucléaire et intermittentes se sont ainsi comparées :



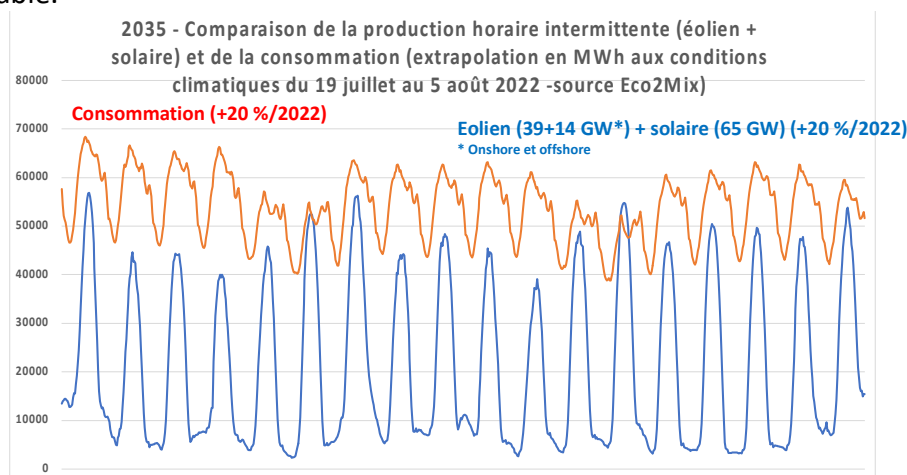
On peut être surpris de constater l'impact faible des intermittentes sur la production nucléaire, sauf bien sûr les WE, alors que les pics solaires étaient élevés, de 8 à 14 GW. La comparaison avec les échanges physiques durant la même période du 4 au 24 août 2023 avec les pays voisins est très révélatrice :



On constate qu'une part importante de la production intermittente a été expédiée outre-frontières, ce qui est peut-être bon pour le climat, mais est-ce notre rôle d'investir dans la réduction des émissions de nos voisins ? L'avantage est qu'au niveau actuel des capacités intermittentes les fluctuations violentes de la puissance solaire ont été atténuées par nos exportations. Quant au gaz, il compense en partie l'apparition et la décrue du solaire et en particulier lors des pics du soir, mais à faible niveau (1 à 2 GW). Notre nucléaire reste le socle de notre production.

2.2.5. Il est évident que la situation future sera très différente, avec un nucléaire revenu à un niveau de production annuelle de 360/400 TWh (au lieu de 280 en 2022) et des intermittentes au niveau envisagé par RTE soit : solaire (65 GW et 80 TWh) - éolien terrestre (40 GWe et 80 TWh) - éolien marin (18 GWe et 60 TWh), soit 3,4 fois plus de capacités intermittentes qu'en 2022 (avec un potentiel de 220 TWh de productions intermittentes). Les projections de nos voisins sont encore plus radicales et des centaines de GWe (et de TWh) se déverseront en liberté sur le réseau européen:

- en extrapolant à 2035 la période climatique du 19 juillet au 5 août 2022, avec les capacités intermittentes du scénario de référence de RTE, l'impact de l'intermittence devient considérable.

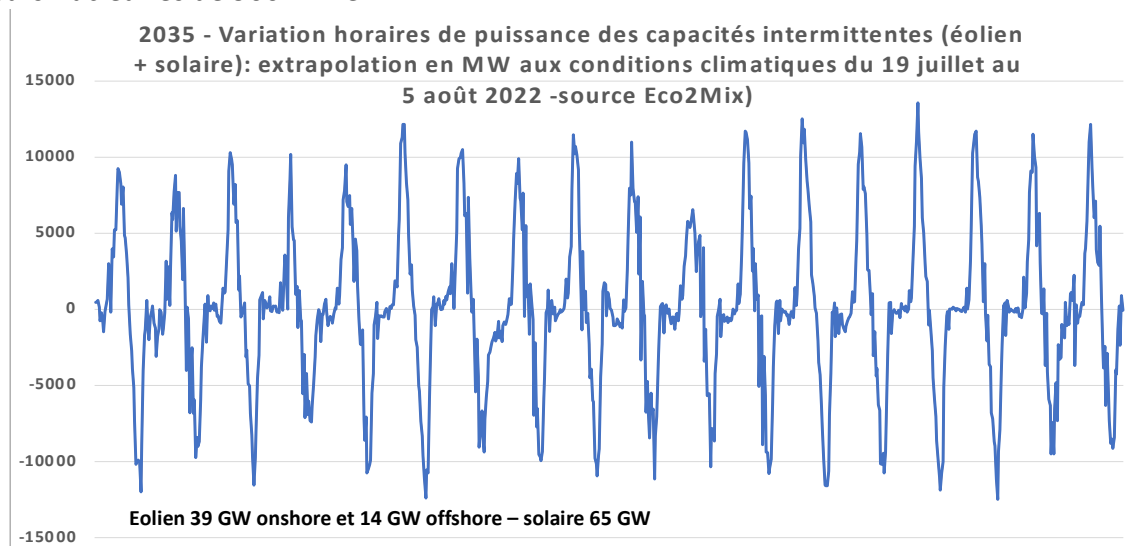


On voit que la situation sera intenable et que la production intermittente devra être considérablement écrêtée, sauf stockages massifs et surdimensionnement des réseaux électriques haute et moyenne tension. On voit également que préserver la production nucléaire sera essentiel pour répondre aux besoins nocturnes ou aux périodes nuageuses. Et bien sûr il ne faut pas oublier la considérable capacité solaire de nos voisins à la même époque (200 à 250 GWe pour la seule

Allemagne ?) : la surproduction solaire est quasi-simultanée dans notre ouest européen, et elle dépassera de très loin les besoins. Les technologies de flexibilité, de stockage de masse et d'effacement seront-elles disponibles à la bonne échelle en 2030, puis en 2035? À quels coûts ?

Comment les responsables de notre politique énergétique peuvent-ils continuer à ignorer les faiblesses des productions intermittentes ?

- Le facteur de charge moyen de l'éolien terrestre, environ 23 % (RTE annonce 25 %), est inférieur d'un facteur 2 le tiers du temps et d'un facteur 4 environ un mois par an et, si le facteur de charge moyen de l'éolien marin est légèrement supérieur (38 % ?), il est caractérisé par de très fortes fluctuations, souvent brutales, sans compter les incidents techniques et les dégradations accélérées en milieu marin agressif.
- Le solaire produit en moyenne du sud au nord 4 et 5 fois moins l'hiver que l'été, mais l'écart entre les productions des journées les plus et les moins ensoleillées est supérieur à 20.
- Le développement des capacités intermittentes avec les règles actuelles, c'est-à-dire non coordonné au niveau européen, met en danger nos économies et les productions pilotables, pourtant indispensables à l'équilibre du réseau.
- La gestion des gradients de puissance des ENRi n'est guère abordée. Or ces gradients, déjà importants, seront considérables, de 10 à 14 GWe par heure en 2035, soit l'équivalent de 11 à 15 réacteurs nucléaires de 900 MWe.



3. Reconstruire notre indépendance électrique : pragmatisme et action

PNC-France a clairement présenté sa vision 2050, qui implique la prolongation du parc actuel, la construction de nouveaux réacteurs de la génération actuelle (EPR2), à un rythme plus rapide et plus massif que celui proposé par le gouvernement pour aller au-delà du simple renouvellement du parc, et enfin l'engagement d'un programme ambitieux de SMR et de réacteurs avancés de 4^{ème} génération, surgénérateurs. L'objectif est de disposer à terme d'une production pilotable en phase avec la décarbonation de notre pays et sa réindustrialisation, en bénéficiant d'un prix de l'électricité compétitif et maîtrisé sur le long terme.

Mais l'inertie et l'incurie des 20 dernières années nous ont fragilisés et il faut rétablir notre mix, sa compétitivité et son indépendance dans l'attente du nouveau nucléaire. Toutes les cartes doivent être utilisées mais beaucoup sont d'un coût très élevé (multiplication des réseaux, développement incertain de solutions de stockage à grande échelle, mise en œuvre qui ne peut se faire que sur la durée de l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la flexibilité), voire hypothétiques (production massive d'hydrogène pour le stockage d'énergie ou capture / stockage du carbone).

Que faire alors pour préparer et garantir les objectifs fixés pour 2035 ?

Toute solution doit passer par une électrification massive de tous les secteurs utilisant du pétrole et du gaz : il faut produire plus et plus vite, sans dépendre des productions provenant de pays voisins encore très carbonés, mais qui vont avoir à gérer de formidables surcapacités intermittentes. Tout est en place pour une gestion des surproductions par des prix négatifs et des sous-productions par des envolées spéculatives. Il est indispensable de consolider notre approvisionnement au niveau national.

Contrairement à tous les scénarios présentés par RTE et l'ADEME, la nécessité de rétablir la puissance pilotable, dès maintenant et au bon niveau, est une évidence comme l'ont martelé depuis 14 ans les trois présidents successifs de l'ASN. La situation actuelle fragilise les industriels, porte le risque d'une délocalisation vers des pays ayant un mix électrique robuste et moins cher car non soumis aux fluctuations du marché. Tout cela aura un poids social élevé. Même avec un nucléaire remis au bon niveau, les solutions disponibles d'ici 5 ou 10 ans ne sont pas nombreuses et leur mise en œuvre sera longue :

- Augmenter la puissance des réacteurs, sans impacter leur durée d'exploitation, pour un gain potentiel de 1 GWe environ.
- Mettre en œuvre le plus rapidement possible les projets d'optimisation du système hydroélectrique en s'affranchissant des menaces de Bruxelles sur les concessions hydrauliques (gain potentiel de 3 GWe ?)
- Conserver pendant encore une dizaine d'années 1,8 GWe de charbon et 2,7 GWe de fioul en réserve de capacité de pointe pour les périodes tendues (biomasse ?).
- Engager rapidement la réalisation de STEPs à l'aval des grands barrages.
- Faire tout ce qui est nécessaire pour obtenir l'allongement à 60 ans de toutes les tranches du parc nucléaire actuel et à 70/80 ans de l'essentiel de ce parc.
- S'affranchir des couches réglementaires multiples qui retardent la mise en œuvre du nouveau nucléaire et en réduisent la rentabilité,
- Restituer à EDF ses moyens d'autofinancement en supprimant l'ARENH et l'obligation d'achat des énergies intermittentes.

Mais toutes ces actions, même si un petit miracle les confirme, seront insuffisantes. Il manquera toujours 10 à 15 de GWe de puissance pilotable. Nous estimons que les erreurs des 15 ans passés devraient contraindre le gouvernement à programmer très rapidement la construction de centrales à gaz de semi-base et pointe. Pour mémoire, l'Allemagne a annoncé la construction d'ici à 2030 de 23 GWe de centrales à gaz fossile, ce qui a été accepté par la Commission Européenne dans le cadre du Green Deal sous prétexte qu'elles seraient compatibles biogaz et hydrogène ... à terme. La Belgique veut en construire 3 GW.

Dans ses scénarios 2050, RTE a présenté en octobre 2021 une analyse des coûts moyens de production du mix, selon 4 scénarios, en incluant le coût des technologies employées et le coût du capital. Cette étude a révélé la compétitivité du scénario avec un nucléaire fournissant 50 % de la production. Cette méthode qui introduit la notion de coût complet, corrige la manipulation actuelle des comparaisons du coût de l'électricité produite par chaque filière sans prendre en compte les externalités induites par l'intermittence de l'éolien et du solaire (surdimensionnement des réseaux, réseaux bidirectionnels, stockages, flexibilités forcées, complexité de la gestion de l'équilibre production/ consommation).

Il est indispensable que, dans le cadre de la préparation de la LPEC et de la future PPE, cette étude soit réactualisée pour intégrer le coût complet d'un rétablissement de la pilotabilité de notre réseau

dans un délai d'une dizaine d'années, tout en étant cohérent avec une augmentation de la consommation électrique par substitution à celles offerte par le gaz et le pétrole, en particulier dans les transports et les bâtiments. Quel serait l'optimum économique d'un mix protégeant les productions pilotables (nucléaire et hydraulique essentiellement) et associant dans la décennie à venir un tandem renouvelables intermittentes/gaz optimum du point de vue économique, restaurant la robustesse de notre alimentation, et limitant une dépendance coûteuse aux importations : RTE a le devoir de présenter une telle étude, dans l'intérêt national. C'est d'autant plus essentiel que les objectifs 2030 d'efficacité énergétique et d'émissions de GES acceptées par la France semblent hors de portée sans une électrification massive.

Si la construction de nouvelles centrales à gaz est, en apparence, un signal négatif quant à nos émissions de GES, son effet réel sera en réalité positif. En effet, ces centrales de pointe, dont le coût d'investissement est modéré, ne seront appelées qu'en cas de nécessité pour compenser l'intermittence de l'éolien et du solaire, et leurs émissions de GES seront modestes et largement compensées par les économies globales d'émissions obtenues grâce à l'électrification du résidentiel tertiaire, des transports et de l'industrie.

