

Paris, le 10 juillet 2025,

Le haut-commissaire à l'Énergie atomique

Évolution du mix énergétique et impacts technologiques

Introduction

L'article L141-13 du code de l'énergie dispose que « le haut-commissaire [à l'Énergie atomique] est saisi pour avis, pour les dispositions qui relèvent de sa compétence, de [...] la programmation pluriannuelle de l'énergie ». Mon avis sur le projet de PPE3, rendu au Premier ministre et au ministre en charge de l'énergie le 20 février 2025, était marqué par un certain scepticisme portant principalement sur les points suivants :

- **La demande en électricité semble beaucoup plus faible que prévue par le scénario A de RTE¹**, sur lequel était basé le projet de PPE3, ce scénario A correspondant lui-même à la trajectoire « fit for 55 »² adoptée au niveau européen. J'avais d'ailleurs écrit que « l'objectif du fit for 55 ne sera pas atteint ». J'évoquais notamment une consommation électrique par l'industrie en baisse, « un développement moins rapide de l'hydrogène » ou « une moindre pénétration de la mobilité électrique ». Ces aspects, fondamentaux, seront examinés plus en détails dans cette note.
- Partant de là, l'augmentation importante de la capacité de production d'électricité que prévoit ce projet de PPE3 risque d'augmenter le déséquilibre offre-demande, entraînant notamment une multiplication des épisodes de prix spots négatifs ou nuls. Depuis mars 2025, **cette surcapacité de production électrique s'est manifestée de manière massive** : ces prix négatifs ou nuls en milieu de journée, lorsque la production photovoltaïque (PV) est maximale, ont été constatés durant 23 jours sur 30 en avril 2025 et 29 jours sur 31 en mai 2025.
- Si cette surcapacité de production augmente encore, **le coût pour le contribuable sera considérable** pour une électricité qui ne sera ni produite, ni consommée, l'État indemnisant les producteurs d'électricité solaire et éolienne même lorsqu'ils ne produisent pas. Je conclusais ainsi

¹ RTE avait toutefois proposé d'autres scénarios (B et C) où la prévision de la demande était moins élevée.

² Le « fit for 55 » engage les pays européens à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre de 55 % à l'horizon 2030, par rapport à ce qu'elles étaient en 1990.

que « les objectifs, extrêmement ambitieux, de croissance des EnR intermittentes, spécialement le photovoltaïque, devraient être revus à la baisse dans la PPE »³.

- Enfin, j'insistais sur les conséquences importantes sur la gestion du parc nucléaire d'une production solaire trop importante : « Une part croissante d'EnR programmée par la PPE3 imposera aux centrales nucléaires des variations de puissance plus importantes que celles que nous connaissons actuellement. En particulier, l'électricité d'origine solaire, qui croît rapidement lorsque le soleil se lève pour diminuer tout aussi vite lorsqu'il se couche, imposera des modulations supplémentaires ».

Les limites techniques liées à la gestion du parc nucléaire (qui seront explicitées dans cette note) ont en effet des conséquences importantes, non seulement sur la production nucléaire, mais aussi sur le parc solaire puisque c'est bien l'ensemble du système électrique, considéré globalement, qui doit répondre à la demande d'électricité. Concrètement, la capacité de modulation du parc nucléaire, c'est-à-dire de baisse de sa puissance, a une limite technique. Lorsque l'on se rapproche de cette limite, ce qui est déjà parfois le cas aujourd'hui, il devient très pénalisant de baisser encore la production nucléaire pendant la journée, parce que l'on a besoin d'elle le soir lorsque le soleil se couche. On ne baisse donc pas davantage la puissance nucléaire, mais on demande aux moyens solaires de s'effacer. C'est ce que l'on a observé de plus en plus en 2025. Dès lors, si une offre photovoltaïque est ajoutée aux moyens de production actuels, alors que la demande reste en berne, ces moyens PV supplémentaires seront obligés de ne pas produire. **Nous aurons donc des actifs en partie échoués, dès leur inauguration, avec des coûts importants sur le consommateur et pour le contribuable** (pour financer les réseaux supplémentaires d'une part et les compléments de rémunération aux renouvelables d'autre part).

La présente note se propose donc de prolonger le raisonnement de mon avis du 20 février, en partant de ce qui a été constaté depuis sur le réseau électrique au printemps et en projetant cette situation dans l'avenir.

³ Depuis, l'Académie des sciences a émis un avis proche le 8 avril 2025. La Présidente de la Commission de Régulation de l'Énergie a également pris des positions allant dans le même sens : « Éolien, solaire : la présidente du régulateur de l'énergie préconise de lever le pied en France », Les Échos, 30 avril 2025.

Rappels de quelques éléments généraux

Quelques éléments, également présents dans mon avis rendu le 20 février 2025 et faisant globalement consensus, sont rappelés ici :

- La décarbonation de notre énergie via le remplacement de nos usages des énergies fossiles par de l'électricité (chaudière à gaz par pompe à chaleur, voiture thermique en voiture électrique, four industriel à gaz par four électrique ou chaleur nucléaire, etc.) est bien une priorité. C'est aussi hautement souhaitable pour notre balance commerciale, dans laquelle les importations d'énergies fossiles pèsent lourd ;
- Nous bénéficions d'un mix entre différents moyens de production d'électricité qui permet de faire face aux aléas ou aux situations sans soleil et sans vent. Il est contre-productif d'opposer les énergies renouvelables et le nucléaire : toutes sont bas-carbone.
- Le parc nucléaire est dimensionné pour être capable de répondre, l'hiver, aux pointes de consommation, notamment aux moments sans vent (anticyclones qui peuvent durer une semaine) ni soleil (le matin, le soir et la nuit) ;
- Le concurrent réel du nucléaire pourrait être la production d'électricité par des centrales fonctionnant au gaz (c'est le choix allemand). Le gaz a lui aussi l'avantage de produire en tout temps. Mais la question ne se pose pas pour la France, résolument orientée vers la décarbonation et donc le nucléaire (en sus de l'hydraulique, dont la portée est limitée, ou de la géothermie) ;
- En matière d'électricité, l'offre doit être égale à la demande à chaque instant. Il faut suffisamment de moyens de production, mais pas trop non plus : une surcapacité de production est fort coûteuse pour le consommateur ou pour le contribuable et cela peut se chiffrer en centaines de milliards d'Euros ;
- Des moyens de flexibilité (stockage, report des consommations en milieu de journée) sont à développer pour aider à « lisser » l'intermittence des énergies renouvelables (EnR), et notamment la forte production solaire en milieu de journée, mais ces moyens sont limités.

1. L'offre est déjà trop importante : nous vivons dans une situation de surcapacité de production, qui se traduit par une explosion des épisodes de prix négatifs ou nuls

À chaque instant la production d'électricité doit être écoulee. Lorsque l'offre est trop importante par rapport à la demande, c'est-à-dire en situation de surcapacité de production⁴, certains moyens de production sont amenés à s'effacer – c'est ce qu'on appelle la modulation. En même temps, la valeur de l'électricité produite peut devenir nulle, voire négative parce que la demande est trop faible.

Une illustration de ce double phénomène est donnée en figure 1 pour la semaine du 26 mai. En milieu de journée, lorsque la puissance solaire bat son plein, des sources de production doivent s'éteindre ou diminuer leur puissance (la figure 1 à gauche représente les diminutions de puissance des réacteurs nucléaires) et les prix spots sont bas, nuls et même négatifs (figure 1 à droite).

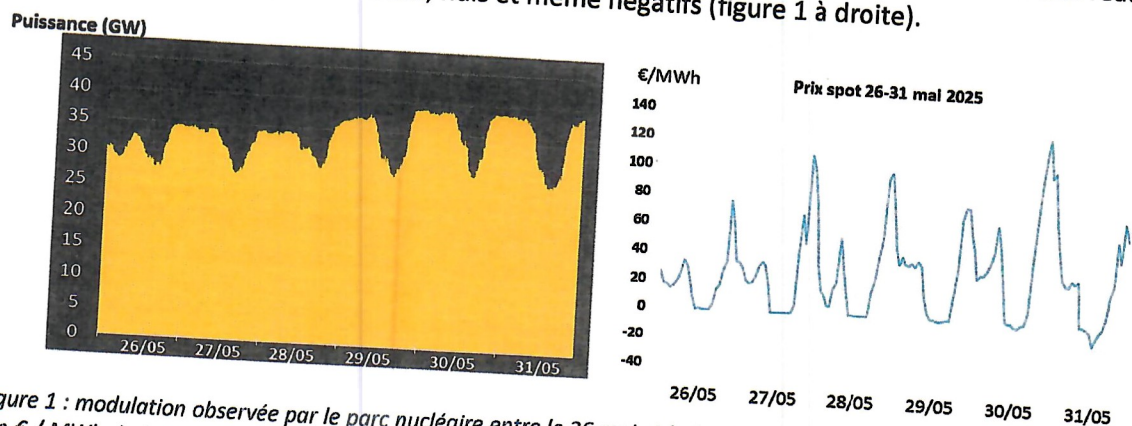


Figure 1 : modulation observée par le parc nucléaire entre le 26 mai et le 31 mai 2025 (à gauche) et prix spot de l'électricité (en €/MWh, à droite). En milieu de chaque journée, la capacité de production est en excès à cause d'un solaire abondant (données site RTE eCO2mix et Epex).

Les épisodes de prix spot négatifs ou nuls, rares jusqu'en 2023, ont explosé au cours des deux dernières années (voir figure 2 ci-dessous). Ils sont en passe de devenir la norme.

Ces prix nuls ou faibles, mais fort coûteux pour la collectivité, en journée, n'empêchent pas les prix de s'élever lorsque le soleil se couche (pendant la canicule – sans vent évidemment – les prix spot sont montés à 235 €/MWh en France, 476 €/MWh en Allemagne le 1^{er} juillet dernier).

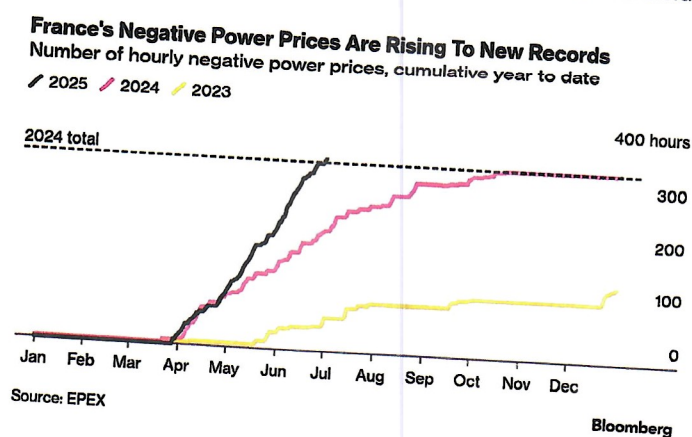


Figure 2 : le nombre d'heures à prix négatif ou nuls explose suite à la surcapacité de production en milieu de journée. En juin 2025, le nombre d'heures à prix négatifs en France a déjà dépassé celui de toute l'année 2024. (figure Bloomberg d'après des données Epex)

⁴ La surcapacité de production est appelée parfois, par commodité de langage « surproduction ». En réalité, il n'y a jamais vraiment de surproduction, puisque la production doit être égale à la demande (égale à la consommation intérieure, à laquelle il faut ajouter les exports ou le stockage).

2. En situation de surcapacité, les moyens de production d'électricité s'effacent les uns après les autres. Désormais même le solaire photovoltaïque limite sa production.

En situation de surcapacité de production, les centrales à gaz et les centrales hydroélectriques produisent le moins possible. Les stations de transfert d'énergie par pompage (les STEP) hydroélectriques mettent à profit une partie du surplus d'électricité pour remonter de l'eau dans les barrages, qui permettra de produire de l'électricité lorsqu'à nouveau ce sera nécessaire, par exemple la nuit. Mais ces moyens sont insuffisants. De fait, le nucléaire baisse également sa puissance de production : ce sont les creux que l'on observe chaque jour au milieu des six journées de la figure 1 (où le parc nucléaire module entre 8 et 15 GWe chaque jour).

Si on développe davantage de solaire, les centrales à gaz et l'hydroélectricité étant déjà à leur minimum de production voire à l'arrêt, le nucléaire pourrait être amené à moduler encore davantage. Cependant, comme on le verra par la suite, la modulation du nucléaire comporte une limite technique et il peut difficilement descendre en-dessous de 20 GWe, si l'on veut garder le parc nucléaire disponible pour produire la nuit, lorsqu'il n'y a plus de soleil.

Lorsque l'on s'approche de cette limite, il est de plus en plus pénalisant et parfois impossible de moduler la puissance des réacteurs nucléaires (parce qu'il faut bien disposer de ces réacteurs lorsque le soleil sera couché) et le parc solaire doit alors moduler également sa production, comme cela se passe de plus en plus désormais. Un exemple typique de cette modulation est montré sur la figure 3 avec la production solaire du 29 mai 2025.

Puissance (GW)

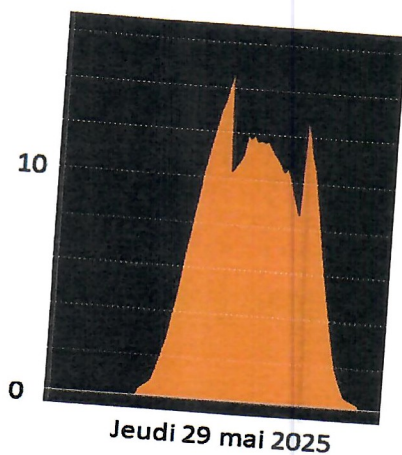


Figure 3 : Modulation du solaire en milieu de journée, le 29 mai 2025. Cette courbe, quasi quotidienne au printemps 2025, a été qualifiée de « courbe en hibou » (données RTE eCO2mix).

La production solaire a été diminuée de 4 GWe vers 12h, pour retrouver sa pleine puissance à 17h, soit un total de 20 GWh de perdus (« perdus » au sens payés par le contribuable, mais pourtant pas produits).

Ce phénomène était déjà présent en 2024 et s'est fortement accentué en 2025, corrélativement à l'augmentation du nombre d'heures à prix négatifs.

Notons que cette surcapacité de production en milieu de journée n'est pas due qu'à la production française : les productions allemandes et espagnoles y contribuent grandement (ces éléments essentiels sont détaillés en annexe 1).

3. La PPE proposée en mars 2025 repose sur le pari désormais improbable d'une très forte augmentation de la demande

La surcapacité de production pose particulièrement problème au printemps, lorsque l'offre solaire croît, comme nous venons de le constater ce printemps. Lorsque l'on focalise sur cette saison, la demande ne progresse pas plus que sur l'année⁵, comme le montrent les courbes de la figure 4 incluant les données de cette année.

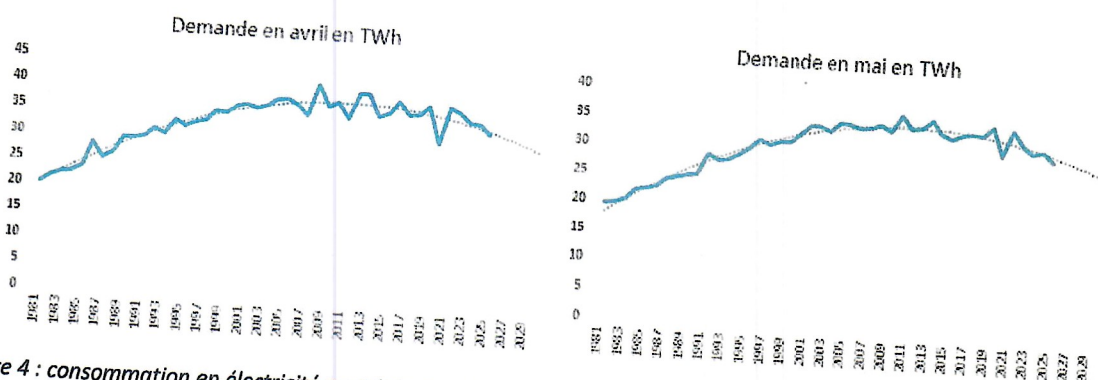


Figure 4 : consommation en électricité au printemps, depuis 2012. Le creux de 2020 est dû au Covid (courbes Philippe Girard, e-Pango à partir des données du Service des Données et Études Statistiques du ministère en charge de la transition écologique)

Cette baisse de la consommation n'est pas spécifiquement française. La consommation européenne est aujourd'hui 6 % en dessous de la moyenne 2015 – 2019⁶.

La PPE3 laissait penser que le problème pourrait s'atténuer à l'avenir, en optant pour le scénario A de RTE¹, le plus ambitieux, qui postulait une très forte croissance de la consommation électrique, de + 140 TWh entre 2019 et 2035 (passant de 475 TWh en 2019 à 615 TWh en 2035). Cette hausse reposait principalement sur trois piliers à peu près égaux :

- + 42 TWh pour les besoins de 40 % de véhicules électriques dans le parc automobile (soit 15 millions de véhicules) et 23 % des camions électrifiés en 2035 ;
- + 46 TWh pour les nouveaux besoins de l'industrie (passant de 114 TWh en 2019 à 160 TWh en 2035) ;
- + 56 TWh pour une production d'hydrogène à partir d'électricité (pour l'industrie et pour le transport).

Or l'augmentation prévue n'est au rendez-vous sur aucun de ces trois piliers.

L'électrification des véhicules progresse cinq fois plus lentement que dans le scénario A

L'électrification des véhicules progresse lentement. Les ventes ont stagné à 300 000 véhicules en 2023 et 2024. Si on poursuit sur une telle stagnation, on sera seulement 3 millions de véhicules en 2035 et non à 15 millions. Pour atteindre un tel objectif, il faudrait vendre 1,5 millions de véhicules électriques par an, soit plus de 80 % des ventes⁷, alors qu'un plafond est atteint autour de 17 %. Pire, les chiffres

⁵ La consommation annuelle d'électricité, corrigée des aléas météorologiques, était de 465 TWh en 2021, 460 TWh en 2022, 446 TWh en 2023, 449 TWh en 2024, chiffres RTE bilans électriques.

⁶ Quarterly report on european electricity market, DG energy, volume 18 covering first quarter of 2025.

⁷ L'âge moyen des véhicules en France est de 11 ans et continue de croître. Les ventes de véhicules neufs sont dans le corridor [1,5 Millions – 2,5 Millions] depuis plus de 50 ans.

les plus récents indiqués dans la table ci-dessous montrent une tendance décroissante des ventes entre 2024 et 2025.

		Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin
		2024	2025	2024	2025	2024	2025
Véhicules électriques à batterie	2024	20 431	20 157	26 191	25 275	24 349	30 348
	2025	20 157	25 682	34 792	25 882	19 666	29 574
Hybride rechargeables	2024	10 611	11 766	29 587	25 882	19 666	29 574
	2025	4 858	6 507	16 379	10 829	10 023	13 853
				8 373	9 655	8 246	11 907

Tableau 1 : ventes de véhicules électriques (immatriculations des véhicules, SDES ministère en charge de l'écologie). La tendance entre 2024 et 2025 correspond à une diminution d'environ 15 % des ventes totales.

Les besoins de l'industrie en électricité n'augmentent pas

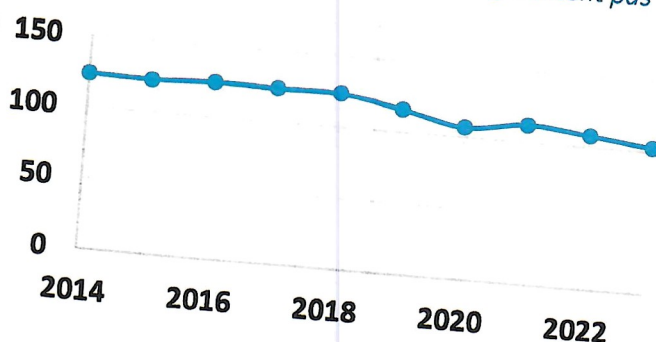


Figure 5 : Consommation en électricité de l'industrie (Bilan énergétique de la France pour 2023, pp. 123-124, SDES, ministère en charge de l'écologie).

Le creux de 2020 est dû à la crise Covid.

La consommation électrique de l'industrie n'augmente pas, elle diminue : 124 TWh en 2014, 114 TWh en 2019, 103 TWh en 2023 (voir la figure ci-dessus). La croissance économique est difficile à retrouver dans un contexte international contrarié. On ne voit pas comment on pourrait atteindre les 160 TWh du scénario A, même avec des data center qui pourraient consommer 10 ou 20 TWh à l'horizon 2035.

La production d'hydrogène ne décolle pas

La viabilité de la production d'hydrogène reste très incertaine en France. L'objectif du plan Huelot de 2018, de produire 100 000 t d'hydrogène vert en 2023, a été seulement atteint à 3 %. Aucun modèle technologique ne permet encore aujourd'hui de produire de l'hydrogène vert à moins de 6 € / kg (voir la figure 6 ci-dessous), ce qui est quatre fois plus cher que l'hydrogène produit à partir de fossiles. Il faudrait un prix du CO₂ supérieur à 300 € la tonne pour que cet hydrogène devienne compétitif. Cela n'arrivera pas dans la décennie qui vient.⁸

Les hypothèses prises pour cette figure sont les suivantes : rendement électrique des électrolyseurs de 1/55 (en kWh / kg H₂), investissement d'une installation d'électrolyse de 2 000 € / kW, durée d'amortissement de 90 000 h. Il est fait ici l'hypothèse favorable que les électrolyseurs savent moduler sans problème leur production, pour produire aux moments où l'électricité est la moins chère, pour un taux de charge donné.

⁸ Le prix du quota carbone, qui était monté autour de 100 € / t en 2022 et 2023, fluctue depuis aux environs de 70 € / t (source trading economics).

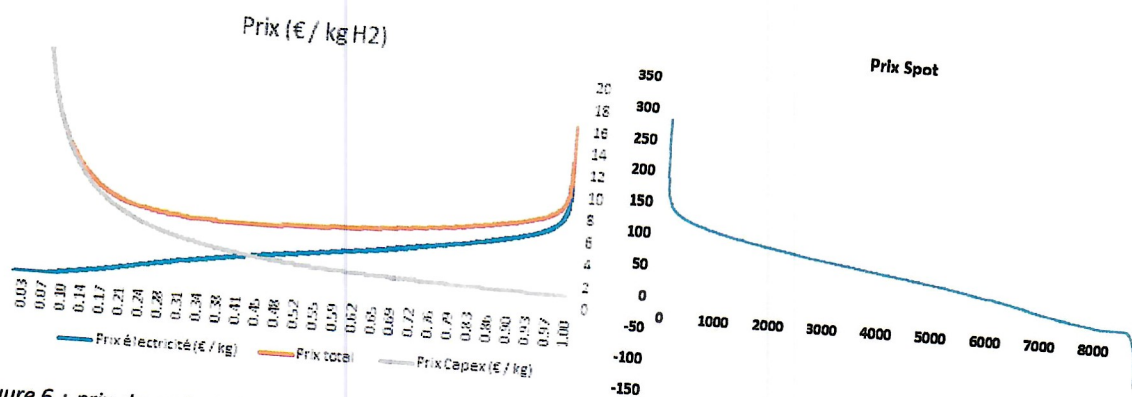


Figure 6 : prix de revient de l'hydrogène vert obtenu par électrolyse (courbe orange à gauche), calculé avec comme prix d'entrée de l'électricité la monotone des prix spots 2024 (figure de droite), en fonction du taux de charge des électrolyseurs.

À faible taux de charge, l'hydrogène est cher parce que l'investissement des installations n'est pas rentabilisé (courbe capex en gris). À fort taux de charge, l'hydrogène est également cher parce que l'électricité est trop souvent chère (courbe bleue de la figure de gauche). L'optimum se situe pour un taux de charge entre 40 et 50 % (le modèle est basé sur le rapport de la commission Criqui de France Stratégie de mai 2022, avec les prix 2024).

En conclusion, s'il est hautement souhaitable que la consommation d'électricité augmente à terme, autant pour la décarbonation de notre économie que pour notre balance commerciale, cela n'en prend pas le chemin dans les années qui viennent et, dans tous les cas, cela prendra beaucoup de temps. Les efforts de sobriété (transports en commun, autopartage ou vélo, isolation des bâtiments) sont également à prendre en compte car ils n'iront pas dans le sens d'une augmentation de la consommation d'électricité.

Nota : Les exports ne changeront pas vraiment la donne, même s'ils étaient importants en 2024 (89 TWh d'exports et 5 Mds€ de valorisation en 2024). Les pays voisins de la France développent de leur côté une offre importante. Les capacités solaires des pays voisins, qui ont beaucoup d'impact sur notre mix électrique, sont abordées dans l'annexe 1. À noter que l'Allemagne prévoit également de développer désormais 40 GW de centrales pilotables au gaz.

4. Pour que le parc puisse fournir l'électricité nécessaire la nuit, il peut difficilement descendre en dessous de 20 GWe le jour.

Pour que les centrales nucléaires puissent fonctionner la nuit, lorsqu'il n'y a pas de soleil, il est nécessaire de les garder en partie allumées le jour. Ce minimum technique, de typiquement 20 GWe à l'échelle du parc, est une donnée fondamentale du problème, puisque c'est la raison pour laquelle les installations photovoltaïques nouvellement installées aujourd'hui sont quasiment des actifs échoués. Cette partie se consacre donc à ce minimum, qui résulte pour l'essentiel de trois contraintes techniques concomitantes :

- un réacteur qui a arrêté de produire a besoin de 24 h au moins pour relancer sa production ;
- lorsque l'on garde un réacteur en production, on ne descend pas sa puissance en-dessous d'un certain niveau (typiquement 20 % de sa production d'électricité maximale) ;
- une partie du parc (notamment les réacteurs en fin de cycle⁹) a une capacité de modulation réduite.

Il est impossible de redémarrer rapidement un réacteur mis à l'arrêt

La première contrainte technique vient de ce que, lorsque l'on diminue la puissance d'un réacteur, on ne l'éteint pas complètement. En effet, s'il s'arrête complètement de produire, il faudra plus de 24 h pour redémarrer sa production et on ne pourra pas fournir de l'électricité pendant la nuit qui suit.

En effet, lorsque l'on met complètement à l'arrêt un réacteur, son redémarrage prend un temps long, pour des raisons de sûreté. À la différence d'une baisse de la puissance à 20 % de la production maximale (où le réacteur reste critique), si le réacteur a été déconnecté ou mis à l'arrêt, plusieurs transitoires de puissance sont nécessaires et le temps de redémarrage en est augmenté. Côté turbine, un conditionnement thermique est également nécessaire, plus ou moins long selon la durée de l'arrêt. Dans la pratique, une durée de 24 h est une valeur minimale à retenir pour redémarrer un réacteur à partir du moment où il a été mis à l'arrêt ou déconnecté du réseau.

On ne peut donc pas espérer redémarrer en fin d'après-midi un réacteur que l'on aurait déconnecté du réseau en fin de matinée. Pour conserver des réacteurs disponibles pour la demande à venir quelques heures plus tard, on maintient donc un minimum de réacteurs en marche.

Un réacteur en fonctionnement délivre un minimum de puissance électrique, typiquement 20 % de sa puissance maximale

La deuxième contrainte technique est la suivante : on ne baisse la puissance d'un réacteur que jusqu'à une valeur de 20 % de sa puissance électrique maximale¹⁰, sans aller plus bas.

En deçà de ces niveaux de puissance, la maîtrise d'un fonctionnement stable du cœur deviendrait plus difficile. Ces difficultés proviennent du domaine de stabilité des régulations et du réglage de leurs seuils. Par exemple, lorsqu'un robinet, au lieu d'être ouvert ou à mi-course, est presque complètement fermé, il est difficile d'en contrôler précisément le débit. Ce type d'incertitudes sur les paramètres de fonctionnement de l'installation à basse puissance affecterait la maîtrise du fonctionnement général de la centrale. C'est cette raison qui entraîne la présence d'un minimum technique¹¹.

⁹ On renouvelle une partie du combustible d'un réacteur au bout d'un cycle de 12 mois, 16 mois ou 18 mois.

¹⁰ Cela correspond typiquement à une puissance du cœur de 30 % de sa puissance maximale, la puissance électrique étant davantage diminuée que la puissance du cœur en raison du rendement de Carnot.

¹¹ On définit le minimum technique comme la puissance minimale qu'une centrale est capable de fournir au réseau électrique dans un fonctionnement stable et dans la durée.

20 % est donc une valeur typique à retenir, en-deçà de laquelle on ne descend pas la puissance électrique des réacteurs nucléaires. Cette contrainte est absolument essentielle : elle a pour conséquence que le parc fournit toujours un minimum de puissance, sauf à le mettre à l'arrêt mais on perd alors la possibilité de fournir pendant la nuit suivante.

En fin de cycle, les réacteurs modulent de moins en moins

À son redémarrage, après avoir rechargé son combustible, le cœur d'un Réacteur à Eau Pressurisée (REP) dispose d'un surcroît de réactivité. Celui-ci diminue régulièrement lors de son cycle de fonctionnement, en raison de l'usure du combustible : disparition de la matière fissile et apparition de produits de fission absorbants neutroniques. Lorsque le surcroît de réactivité devient insuffisant, c'est la fin de cycle⁹ : il faut alors décharger le réacteur pour remettre du combustible neuf.¹²

En fonctionnement, pour contrôler la puissance du réacteur, le surcroît de réactivité est compensé par l'ajout de bore soluble, qui est un absorbant neutronique, dans l'eau du circuit primaire. Le surcroît de réactivité diminuant au cours du cycle, la concentration en bore est réduite de même, passant d'une valeur typique de 1 200 ppm en début de cycle à presque rien en fin de cycle. Cette opération est menée via le système de contrôle chimique et volumétrique (RCV) du réacteur.

Lors d'une opération de modulation, la puissance du cœur diminue et la concentration de neutrons baisse en conséquence. Cette baisse est encore amplifiée de manière transitoire car l'un des produits de fission (l'iode ¹³⁵I) produit un absorbant neutronique (le xénon) qui lui-même disparaît au bout de quelques heures.

Pendant ce transitoire, pour que le cœur continue à produire malgré cette perte de réactivité accrue, il est nécessaire de diminuer la concentration de bore... ce qui n'est possible que si cette concentration est suffisamment importante. En fin de cycle, où la concentration en bore tend vers zéro, la réserve de dilution du système RCV est insuffisante.

Une baisse de puissance électrique de 100 à 20 % n'est donc pas possible pour la totalité des réacteurs.

En résumé, pour pouvoir remonter rapidement la puissance en fin de journée lorsque le solaire décroît, un réacteur ne doit pas descendre sous 20 %, ni ne doit s'arrêter. Les réacteurs en fin de cycle ne peuvent pas descendre aussi bas.

Un réacteur doit également fonctionner à pleine puissance pendant plusieurs jours au moins une fois par mois typiquement.¹³, pour des contrôles réglementaires. Cela limite encore la capacité de modulation du parc. D'autres facteurs également à prendre en compte sont détaillés en annexe 2. Ils amènent EDF à réaliser des arbitrages économiques qui sont fonction de la situation du parc, du réseau, d'une centrale individuelle et la gestion de son combustible, du prix spot, des échanges internationaux...

L'ensemble de ces facteurs amène à estimer que le parc nucléaire peut descendre au plus bas à une puissance d'environ 20 GWe, peut-être un peu moins. Ce « plafond d'effacement du nucléaire » a directement pour conséquence d'amener le solaire photovoltaïque à ne pas produire à son tour et à se retrouver dans une situation d'actif échoué financé par le contribuable.

¹² Le combustible est renouvelé par tiers ou par quart suivant le type de gestion.

¹³ Plus précisément une fois tous les 30 jours-équivalent-pleine-puissance.

Conclusion

En raison de la croissance du photovoltaïque sur la plaque européenne, pas seulement en France mais beaucoup en Allemagne et en Espagne, nous observons une surcapacité de production en milieu de journée. Les prix spots sont de plus en plus souvent nuls.

Les mécanismes présentés plus haut vont s'amplifier dans les prochaines années :

- la demande d'électricité progresse très peu, voire régresse. Elle continuera vraisemblablement de stagner ou de croître faiblement, tandis que l'offre va continuer de croître rapidement (tant de l'offre française que l'offre étrangère proposée via les interconnexions réseau – l'Allemagne installe 20 GWe de PV chaque année, soit un potentiel de typiquement 20 TWh en plus chaque année et 34 GW de capacités solaires sont en cours d'instruction en France...);
- le nucléaire ne saura pas, pour les raisons techniques exposées plus haut, moduler davantage et descendre beaucoup plus bas qu'un minimum de typiquement 20 GWe de production, si l'on veut qu'il continue à produire la nuit.

De fait, les moyens renouvelables actuellement mis en service et, pire, ceux programmés dans la prochaine décennie, seront très largement contraints de ne pas produire. **Chaque actif nouvellement installé sera quasi échoué dès son inauguration**, c'est-à-dire qu'il ne pourra produire que marginalement (lorsque le soleil est bas : le matin, le soir, l'hiver). **Cela se traduira par des surcoûts considérables pour le contribuable, pour une électricité qui ne sera pas produite.**

Cela ne diminuera pas davantage les importations d'énergies fossiles, puisque seule l'électrification des usages le permet. La hausse des prix de l'électricité tirée notamment les besoins supplémentaires de réseaux retardera même l'électrification des usages et donc la décarbonation. On risque en quelque sorte une double peine : plus de coûts, moins de décarbonation.

Tous ces arguments poussent pour une orientation des efforts vers la demande et non sur l'offre de production électrique.

Les différentes pistes sont connues. Les accises sur l'électricité et le gaz pourraient évoluer, de manière à ce que le kWh électrique ne soit pas davantage taxé que le kWh d'origine gazière, ce qui serait cohérent avec nos objectifs climatiques. Les électriciens installateurs de panneaux PV¹⁴ pourraient être orientés vers l'installation de pompes à chaleur, ainsi que les subventions de l'État correspondantes, pour soutenir la demande plutôt que l'offre. Le solaire PV, en surcapacité à l'échelle de l'Europe, se trouve un peu dans la situation du nucléaire français à la fin des années 1990. Il a devant lui une mutation ambitieuse à opérer, passant de la croissance à la maturité, où l'activité principale est désormais le maintien et le renouvellement du parc existant, une partie des emplois d'électriciens pouvant être consacrés à d'autres activités. Les installations de data centers sont également à soutenir. Davantage de flexibilité pourrait par ailleurs aider à faire face à la surcapacité de production durable (augmentation des moyens de stockage, développement des stations de pompage hydroélectriques, déplacement des consommations aux heures où la surproduction est la plus manifeste).

¹⁴ D'après le site France Renouvelables (consulté le 9 juillet 2025), le solaire PV représente 16 000 emplois en France à fin 2022. La croissance du solaire PV en France est à peu près constante depuis cette date. Datalab - Chiffres clefs des énergies renouvelables édition 2024 donne le même chiffre.

Enfin, le temps long de construction de nouveaux moyens de production ne doit pas nous faire peur d'être pris de court par une demande qui surviendrait d'un seul coup. Renouvellement du parc automobile, réindustrialisation souhaitée : l'augmentation de la demande prendra au contraire beaucoup de temps. Ceci n'est pas un problème mais une opportunité : cela permettra d'avoir de la visibilité sur l'anticipation du moment où l'offre pourra à nouveau être augmentée sans s'avérer un fardeau financier sans aucun bénéfice.

Annexe 1 : la surcapacité de production résulte autant de nos moyens de production solaires que de ceux de nos voisins

L'Allemagne a augmenté ses capacités solaires installées de 15,1 GW en 2023 et de 16,5 GW en 2024, l'Espagne de 6 GW en 2023 et 9 GW en 2024.¹⁵ Ces deux pays ont donc développé en une seule année une capacité de production solaire supérieure à la totalité du parc français installé (24,3 GW). En 2024, plus de 60 GW de capacités solaires photovoltaïques ont été installées dans l'Union Européenne.

La France n'est pas en reste. Comme le montre la figure 7, la puissance PV raccordée au premier trimestre 2025 a augmenté de 40 % par rapport au premier trimestre 2024. Pas moins de 34 GW de projets solaires sont en cours d'instruction en France. Ce qui représenterait, si jamais ils sont réalisés, un potentiel supplémentaire de plus de 35 TWh...

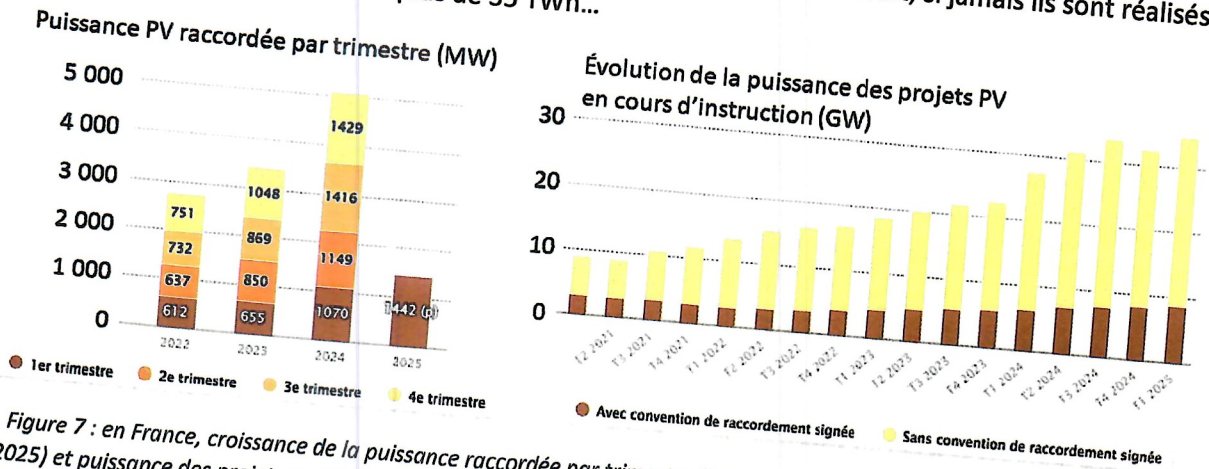


Figure 7 : en France, croissance de la puissance raccordée par trimestre (à gauche, seul le 1^{er} trimestre est présent pour 2025) et puissance des projets en cours d'instruction (à droite). Source : SDES d'après Enedis, RTE, EDF-SEI et la CRE, sur le site des données et statistiques du ministère de l'aménagement du territoire et de la transition écologique.

Dans les années qui viennent, cette croissance de l'offre européenne va se poursuivre, des contrats d'installation de nouveaux moyens de production étant déjà signés. Avec ces « coups partis », l'offre est ainsi amenée à croître beaucoup plus vite que la demande, si bien que le phénomène de surcapacité de production va s'aggraver. Le tableau 2 ci-dessous montre que la planification des capacités de production en Allemagne suit, à grands frais.¹⁶, un rythme de 20 GW nouvellement installés chaque année.

GW	2024	2030	2045
PV	97,6	215	400
Eolien terrestre	63,2	115	160
Eolien off-shore	9,2	30	70

Tableau 2 : programmation des capacités de productions d'électricité en Allemagne (source Renewable Energy Sources Act)

¹⁵ Chiffres extraits du bilan électrique 2024 de RTE.

¹⁶ Selon *Standard and Poor's* (article du 9 juillet 2025), le gouvernement allemand a dû injecter 2.4 Md€ rien qu'au mois de juin 2025 pour financer les énergies vertes, portant le total de ces soutiens à date pour 2025 à 7,3 Md€.

Annexe 2 : un ensemble de contraintes technico-économiques amène à conserver des réacteurs en production pendant la journée et le PV à s'effacer désormais de plus en plus.

Pour décider quels réacteurs nucléaires, à l'intérieur du parc, baissent leur puissance ou s'arrêtent plus longtemps, d'autres considérations s'ajoutent aux trois contraintes évoquées dans la note :

- Lorsqu'un arrêt de cycle est prévu pour recharger le combustible, il est impératif de consommer suffisamment son combustible avant l'arrêt de tranche. On évite alors de baisser la puissance du réacteur (sinon il faudra retarder l'arrêt de tranche ce qui déstabiliserait le planning d'EDF) ;
- L'arrêt simultané de deux tranches sur un même site induit des difficultés techniques liées au partage des ressources en eau ou en vapeur, ainsi que le recours aux mêmes ressources humaines pour réaliser les mêmes opérations sur plusieurs installations ; ceci crée un risque de retard au redémarrage, induisant une perte de production d'autant plus gênante qu'elle survient au moment où le réseau a de nouveau besoin d'un maximum de production nucléaire ;
- La nécessité de garder davantage de puissance disponible l'hiver, lorsque le soleil est bas et le photovoltaïque produit peu, avec des températures basses et éventuellement des anticyclones sans vent, est également une contrainte globale à prendre en compte pour amener le plus de centrales en fonctionnement à ce moment-là ;
- Pour certains réacteurs, notamment en début de cycle, la modulation permet d'économiser du combustible, pendant que l'on achète la production solaire étrangère à des prix négatifs ;
- Pour des raisons de sûreté du réseau électrique (pilotage de la tension), le maintien d'une tranche couplée par site, voire d'une tranche sur deux avec une répartition géographique homogène sur le parc, peut être nécessaire. Des essais réglementaires ou des contraintes industrielles peuvent aussi imposer un maintien à pleine charge des réacteurs quelques jours par mois, à tour de rôle...

La capacité à moduler est définie par les exploitants en salle de commande. On ne demandera jamais à une tranche de procéder à une modulation qui serait en dehors du domaine autorisé par la sûreté.

Ensuite, tous ces paramètres, liés à la technique des réacteurs, à la réglementation, à la gestion du combustible ou à l'organisation industrielle d'EDF, sont modélisés par la Direction Optimisation Amont Aval Trading (DOAAT) d'EDF qui détermine une valeur économique à utiliser chaque réacteur ou non en fonction du temps et du marché. La modélisation de l'ensemble de ces contraintes techniques à moduler les différents réacteurs nucléaires permet d'insérer la production d'un réacteur dans le marché ou non à travers un coût d'ordre donné par EDF, qui apparaît comme un proxy permettant de prendre une décision. *In fine*, le réacteur produit lorsque son coût d'ordre est inférieur au prix spot, il baisse sa puissance ou s'arrête lorsque son coût est supérieur.

Dans la pratique, le photovoltaïque a bénéficié d'une primauté d'introduction de sa production jusqu'à récemment, son coût marginal étant considéré comme nul¹⁷. Autrement dit, le PV a été assez peu arrêté avant 2024 (les courbes en forme de hibou de la figure 3 ont été peu observées). Désormais c'est de moins en moins vrai.

Les jours où le parc descend à 30 - 25 GW sont de plus en plus fréquents. Il est même descendu sous la barre des 22 GW le 8 juin 2025 (les prix étaient descendus à - 50 €/MWh). Lorsque l'on s'approche de cette limite basse de 20 GW, de plus en plus de centrales ont alors des valeurs d'usage négatives, ce qui revient alors à arrêter des moyens PV, d'autant plus que ceux-ci sont encouragés à ne pas produire si les prix spot sont négatifs.

¹⁷ On n'inclut pas, par exemple, dans le calcul du coût marginal des EnR intermittentes, la nécessité de disposer d'une capacité de production pilotable à leurs côtés.