



Pourquoi le développement des ENR intermittentes augmente-t-il le prix de l'électricité pour les consommateurs ?

Le coût complet de production
ENR/nucléaire en 2035

*Think tank indépendant dédié à la croissance, à la
compétitivité et à la prospérité*

Depuis 2010, les prix de l'électricité pour les consommateurs domestiques ont augmenté de 45 % en euros constants (hors inflation) alors qu'ils avaient baissé de 25 % en euros constants de 1990 à 2010 grâce à la montée en puissance du parc nucléaire français. Ils augmenteront à nouveau de 51 % en euros constants d'ici 2035.

1990-2010	2010-2025	2025-2035
-25%	+ 45%	+ 51%

Calculs Fondation Concorde présentés en annexe

L'évolution du mix électrique en faveur des ENR intermittentes en est responsable comme le pointe la Commission d'enquête sénatoriale sur l'électricité de 2024 : *« plus les mix électriques comportent une part significative d'éolien et de photovoltaïque, plus le coût de production moyen du système est élevé. Ces modes de production diffus supposent en effet des investissements importants dans les infrastructures d'acheminement ».*

Le développement des ENR intermittentes augmente en effet le prix de l'électricité pour les consommateurs pour trois raisons principales :

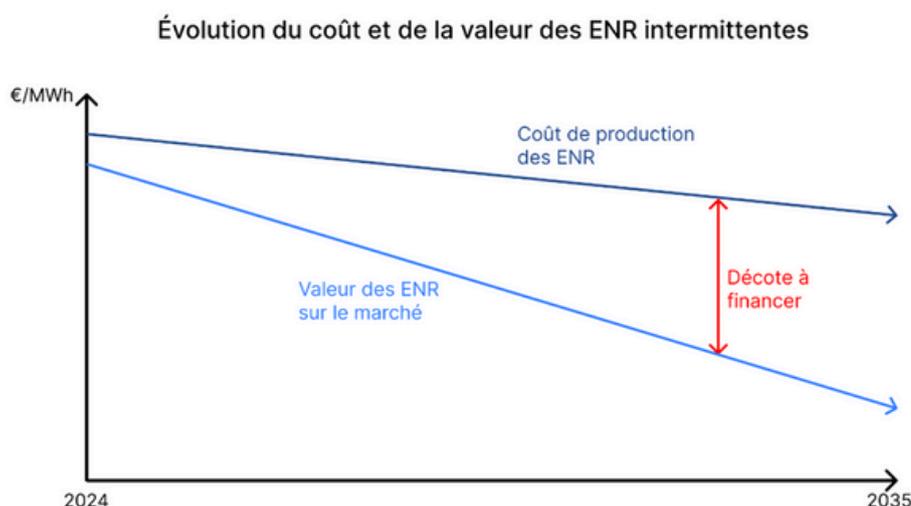
- Au fur et à mesure de leur développement, leur valeur sur le marché de l'électricité s'effondre. Le consommateur doit compenser cette perte de valeur
- Le développement des ENR intermittentes entraîne une envolée des coûts de réseaux et plus largement des coûts des services système
- Leur développement renchérit le coût unitaire de production du nucléaire par la moindre utilisation des centrales

1) Au fur et à mesure de leur développement, la valeur des ENR intermittentes sur le marché de l'électricité s'effondre

Pour la première fois la PPE évoque ce phénomène crucial : « *Les prix de vente moyens de l'électricité produite par les installations de production d'électricité renouvelable sont plus faibles que les prix moyens de l'électricité sur les marchés, en raison de la corrélation de la production électrique des installations au sein d'une même filière. La production d'électricité solaire, par exemple, intervient au même moment de la journée pour toutes les installations, conduisant à une baisse du prix de marché de l'électricité sur ces heures, réduisant le prix moyen perçu par les installations. Une décote doit donc être prise en compte par rapport au prix de marché moyen, pour calculer le soutien public aux installations de production.* »

Traduction : Les tarifs de soutien aux ENR (qui sont financés par les consommateurs finaux via l'accise sur l'électricité) doivent compenser l'écart entre leur coût de production et la valeur de leur production sur le marché de l'électricité. Par exemple, si un site éolien marin produit à 100 €/MWh et vend en moyenne à 40 €/MWh, il faudra le compenser de 60 €/MWh et fixer ainsi son tarif de soutien à 160 €/MWh.

Or cette décote s'accroît structurellement au fur et à mesure de leur développement car les ENR intermittentes tendent toutes à produire au même moment (quand il y a du soleil ou du vent) si bien que la valeur de marché des productions ENR intermittentes chute plus fortement que ne baisse leurs coûts de production :



Leur baisse de valeur s'accroît au fur et à mesure de leur développement comme le montre le fort accroissement des périodes de prix négatifs de l'électricité. L'évolution récente du tarif de soutien à l'éolien terrestre illustre ce phénomène. L'Etat le subventionne davantage maintenant qu'en 2020 parce que la décote de valeur de la production éolienne a beaucoup progressé :

2020	2024	
59 €/MWh	90 €/MWh	+ 52%

Loin d'être une bonne nouvelle, les prix faibles ou négatifs de l'électricité sur le marché provoqués par les surproductions renouvelables sont une calamité pour le consommateur et le budget . Ils accroissent en effet l'écart à financer entre les coûts de production ENR et leur valeur sur le marché. **Les charges budgétaires de soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole s'élèveront ainsi à 15,3 milliards d'euros dans le budget 2035 contre 4,2 milliards d'euro en 2025, soit un accroissement de 11,1 milliards d'euros (voir annexe).**

Ce phénomène de chute de la valeur des ENR intermittentes est bien sûr dû à l'absence de moyens de stockages de l'électricité compétitifs et opérationnels à grande échelle qui permettraient d'utiliser les excès de production ENR pour fournir quand il y a des besoins en électricité. Sans ces moyens de stockage, leurs productions deviennent de plus en plus inutiles.

Du fait de cette absence de moyens de stockage, lorsqu'il n'y a pas de vent et de soleil, le système électrique se trouve en situation de sous-production et les prix flambent sur le marché de l'électricité car il faut mobiliser des centrales à gaz. Le système électrique s'oriente ainsi de plus en plus vers une alternance de surproduction et de sous-production ENR qui pénalisent dans les deux cas le consommateur.

2) Le développement des ENR intermittentes entraîne une envolée des coûts de réseaux et plus largement des coûts des services système

200 milliards d'euros seront investis dans les réseaux d'ici 2040, 100 milliards pour RTE et 100 milliards d'euros pour ENEDIS. Une partie notable de ces investissements concerne leur adaptation aux ENR. Les consommateurs d'électricité devront, plus globalement, acquitter la flambée des coûts des services systèmes réseau qui, selon, rapport de l'OCDE-NEA System Cost Analysis for Integrated Low-Carbon Electricity Systems, sont le double des coûts des réseaux :

Table 1. Grid-level system costs for different technologies in France (USD/MWh)

Technology	Nuclear		Coal		Gas		Onshore wind		Offshore wind		Solar	
	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%	10%	30%
Penetration level												
Back-up, profile or adequacy costs	0.00	0.00	0.33	0.33	0.00	0.00	34.24	36.48	34.24	36.48	47.21	48.16
Balancing costs	0.28	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	1.90	5.01	1.90	5.01	1.90	5.01
Grid connection	1.78	1.78	0.93	0.93	0.54	0.54	6.93	6.93	18.64	18.64	19.60	19.60
Grid reinforcement and extension	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.50	3.50	2.15	2.15	5.41	5.41
Total grid level costs	2.07	2.05	1.26	1.26	0.54	0.54	46.56	51.91	56.93	62.27	74.12	78.17

Source: Adapted from NEA (2012).

Lecture : le coût total des services systèmes (dernière ligne) qui s'ajoute aux coûts de production s'élève à 78 €/MWh pour le photovoltaïque quand il atteint 30 % du mix contre 2 €/MWh pour le nucléaire.

Les seuls surcoûts système des ENR intermittentes (réseaux+back-up+équilibre) sont équivalents au coût du nucléaire existant 60 €/MWh quand leur part dans le mix s'élève à 30 %.

3) Le renchérissement du coût unitaire de production du nucléaire par la moindre utilisation des centrales

Au fur et à mesure du développement des ENR intermittentes, les centrales nucléaires sont et seront utilisées de plus en plus en complément et en secours. Le manque à produire s'élève déjà à 30 TWh en 2024. Comme les coûts de production du nucléaire sont essentiellement fixes, leur moindre utilisation renchérit leur coût de production unitaire par MWh.

Au-delà de la hausse du coût de production unitaire du nucléaire, les surproductions ENR mettent en danger la sécurité de notre système électrique car il faudra arrêter de plus en plus souvent les centrales nucléaires pour cause de prix négatifs, alors que nous en aurons un besoin impératif la nuit et quand le vent fait défaut. Or les centrales nucléaires n'ont pas été conçues pour un tel « stop and go ». C'est en particulier dans les phases de démarrage que les incidents sont les plus susceptibles de se produire. Selon le haut-commissaire au nucléaire, il faudra parfois arrêter la totalité du parc nucléaire à certains moments en 2035 !

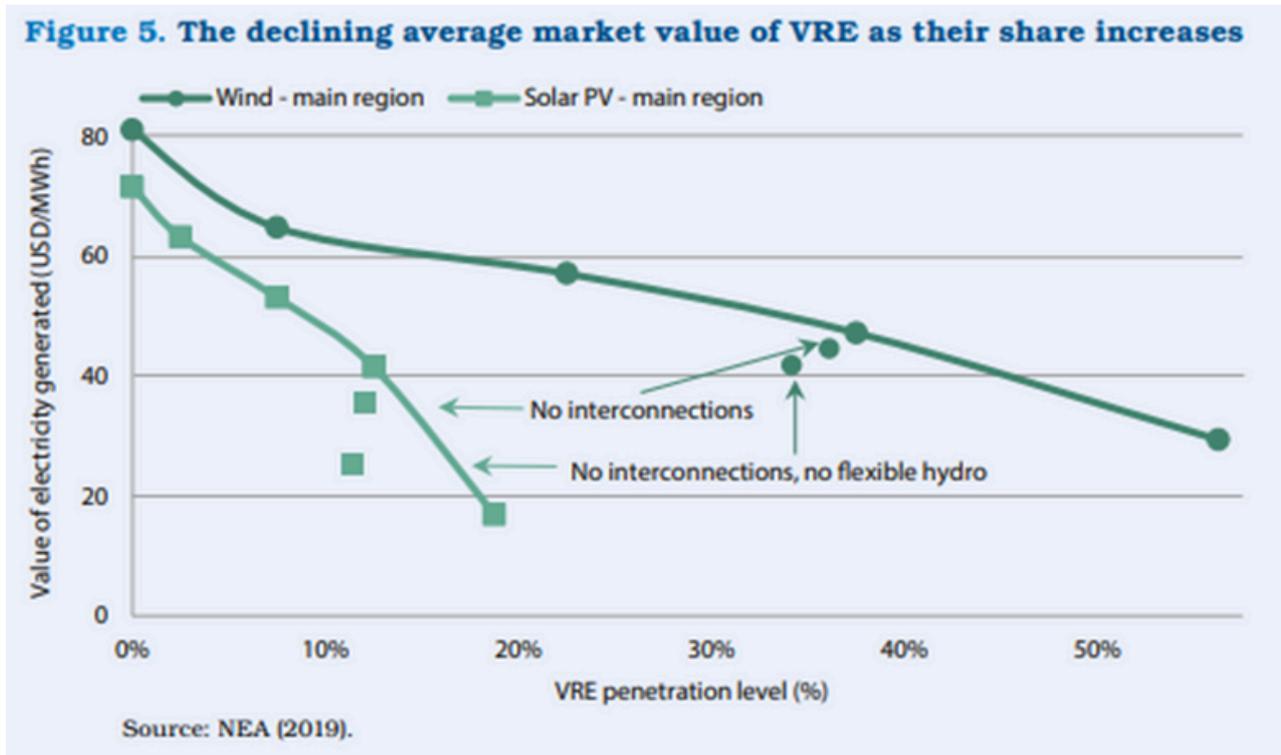
4) Les coûts complets de fourniture électrique en €/MWh à l'horizon 2035

Connaitre la réalité des coûts de fourniture électriques des différentes sources nécessite donc d'additionner : coûts de production + décote de valeur à financer par les tarifs de soutien + coûts systèmes.

- **Coûts de production.** L'étude la plus récente, celle de Lazard-Roland Berger évalue les coûts de production des ENR (LCOE) (en sachant que les coûts français et européens se situent dans le haut de la fourchette) :



- **Décote de valeur à financer.** Le rapport de l'OCDE-NEA *System Cost Analysis for Integrated Low-Carbon Electricity Systems* permet d'évaluer la valeur de marché des ENR intermittentes en fonction de leur développement et donc la décote à financer. Leur prix devrait s'élever à 30 €/MWh pour l'éolien et 15 €/MWh pour le photovoltaïque en 2035 :



- **Coûts systèmes.** Ils ont été présentés précédemment.

L'addition de ces trois composantes du coût de l'électricité acquitté par le consommateur aboutit à ces coûts complets de fourniture en €/MWh à l'horizon 2035 :

Energies	Coût Prod +	Décote valeur marché +	Surcoûts système =	Coût complet €/MWh
Solaire PV	100	85	74	259
Eolien terre	70	40	47	157
Eolien mer	90	60	57	207
Nucléaire	60	0	2	62

Le solaire est de loin la source qui augmentera le plus la facture d'électricité des Français. Etant donné la part importante accordée au petit photovoltaïque sur toiture, il produira à 100€/MWh, vendra à 15 €/MWh en 2035 ce qui entrainera une décote de 85 €/MWh à financer par le tarif de soutien et impliquera des surcoûts systèmes de 74 €/MWh, soit au total un coût complet 259 €/MWh.

Le nucléaire existant sera de loin la source d'électricité la moins chère pour le consommateur. Un nouveau nucléaire à 80 €/MWh resterait également extrêmement compétitif (82 €/MWh).

Plus la place des ENR intermittentes sera importante dans le mix 2035, plus les coûts pour consommateurs seront élevés. Ces prix seront d'autant plus élevés que le nucléaire sera renchéri par sa moindre utilisation.

5) Le développement des ENR intermittentes contre l'électrification des usages : réguler le développement de la production ENR par les prix du marché

Le développement des ENR intermittentes augmente de manière constante le prix de l'électricité. Cela a pour conséquence de réduire la demande d'électricité et d'empêcher l'électrification des usages que nécessite la transition climatique. Alors qu'elle devrait connaître une forte croissance, la consommation d'électricité de 2024 s'avère inférieure de 6 % à la moyenne des années 2014-2019 et 20 % de la production française d'électricité est exportée.

Le mode de soutien des ENR intermittentes par des prix garantis est le premier responsable de ce cercle vicieux qui pénalise les consommateurs français, la compétitivité de l'économie et la transition climatique. Ces prix garantis poussent à produire, qu'il y ait une demande ou pas, les coûts des productions inutiles étant financés par le budget de l'état qui les répercute sur les consommateurs via les taxes sur l'électricité.

La situation de surcapacité de production d'électricité en France et en Europe est telle que toute nouvelle production ENR s'avère inutile et nuisible : elle empire le phénomène en augmentant les prix pour les consommateurs et réduit ainsi davantage leur consommation.

Il faut décréter un moratoire sur la construction de nouvelles capacités de production ENR et différer les investissements dans les réseaux électriques tant que la consommation d'électricité ne se redresse pas. Il est inconcevable que dans l'état actuel des finances publiques du pays, l'Etat continue de subventionner des productions inutiles, qui ne font qu'alourdir les coûts.

Pour rompre ce cercle vicieux de manière structurelle, il faut instaurer, comme pour toute production, une régulation du développement de la production ENR par les prix du marché. Cela amène à laisser les nouvelles installations ENR, éolien et solaire, se développer librement, mais sans les garanties de revenu dont elles bénéficient et en leur demandant de financer le coût de leur raccordement au réseau électrique. C'est ce que vient d'instaurer le Danemark qui n'accorde plus aucun soutien au rachat de l'électricité produite en mer.

Si un soutien s'avère nécessaire quand la demande d'électricité repartira, il faut passer de la garantie des revenus à des aides à l'investissements sous forme de prêts à taux bonifiés ou d'un crédit d'impôt à l'investissement qui poussent à produire s'il y a de la demande et si les prix sont rémunérateurs. Cela incitera les producteurs ENR à développer des stockages de leurs productions excédentaires pour pouvoir les valoriser sur le marché.

Dans cette logique de rétablissement de la régulation par le marché, il faut revenir à la neutralité technologique des systèmes de soutien en appliquant le même dispositif aux ENR et au nouveau nucléaire.

Cela amène à rejeter le mix énergétique pré imposé par la CE à travers le % obligatoire d'ENR intermittentes pour permettre de recourir dans le mix futur davantage au nucléaire qui produit une électricité décarbonée pilotable, bien moins chère. Les ENR sont un moyen, pas une fin. La France respectera ainsi pleinement la finalité européenne de décarbonation de son système énergétique, mais de manière beaucoup moins coûteuse.

ANNEXE : Le prix de l'électricité 2035 pour les consommateurs domestiques

a) A partir des projections de valeur pour l'éolien et le photovoltaïque de respectivement à 30 €/MWh et 15 €/MWh en 2035 de l'étude de l'OCDE et à partir des coûts de production des ENR (LCOE) de l'étude de Lazard-Roland Berger et à partir des quantités programmées par le projet de PPE, il est possible d'évaluer les coûts à financer par le budget de l'Etat à l'horizon 2035 :

ENR	Coût €/MWh	Valeur marché €/MWh	Décote à financer	Quantité TWh	Coût budget
Solaire PV	100	15	85	93	7,9 Mds
Eolien terre	70	30	40	80	3,2 Mds
Eolien mer	90	30	60	70	4,2 Mds
Total					15,3Mds

Les charges budgétaires de soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole s'élèveront à 15,3 milliards d'euros dans le budget 2035 contre 4,2 milliards d'euros en 2025, soit un accroissement de 11,1 milliards d'euros. Le montant total des charges prévisionnelles de service public de l'énergie au titre de 2025 s'élève à 9 526,0 M€ entraînant une taxe sur l'électricité (accise) de 33,78 €/MWh pour les ménages. L'augmentation du coût de développement des ENR de 11,1 milliards d'euros à l'horizon 2035 entraînera donc une augmentation de 116 % des charges de service publique à financer ce qui augmentera l'accise de 39,18 €/MWh si on lui assume la charge de financer ce surcoût dans les proportions actuelles.

b) A partir des ratios par MWh du rapport de l'OCDE-NEA *System Cost Analysis for Integrated Low-Carbon Electricity Systems*, on peut valeur le surcoût système pour le mix français prévu par la PPE en 2035 par rapport à un mix nucléaire :

ENR	Quantité TWh	% Mix	Surcoût système en €/MWh	Surcoût en <u>MrdS</u> €
Solaire PV	93	13 %	74	6,9
Eolien terre	80	12 %	47	3,8
Eolien mer	70	10 %	57	4
Total				14,7 Mds

c) Le renchérissement du coût unitaire de production du nucléaire peut être évalué à 4 milliards d'euros en 2035 avec 15 % des heures en prix nuls ou négatifs.

Au total, en 2035, les consommateurs français supporteront donc en 2035 :

- la hausse de l'accise destinée à financer le surcoût des ENR à hauteur de 39,18 €/MWh (calculé précédemment)
- leur quote-part de 35 % du surcoût systèmes (leur part dans les ventes totales d'électricité) et de la sous-utilisation du nucléaire, soit 45,7 €/MWh
- **soit au total 84,9 €/MWh, 102 €/MWh avec la TVA correspondant à une augmentation de 51% de leur facture.**



*Think tank indépendant dédié à la croissance, à la
compétitivité et à la prospérité*

fondationconcorde.com



17, rue de l'Amiral Hamelin

75116

01 72 60 54 39

info@fondationconcorde.com