Note sur l'utilité et le coût de l'utilisation de l'électricité éolienne et de l'électricité photovoltaïque en France.

BERNARD DURAND*

Résumé : On démontre ici que, contrairement aux promesses de ses promoteurs, ni l'électricité éolienne ni l'électricité photovoltaïque ne permettent en France :
- *de faire diminuer les émissions de CO_2 associées à la production d'électricité, et par conséquent de lutter contre le réchauffement climatique ;*
- *de produire plus d'électricité ;*
- *de fermer de réacteur nucléaire.*

Elles font par contre augmenter mécaniquement le coût de production de notre électricité, pesant ainsi lourdement sur le budget des ménages mais aussi sur la compétitivité de notre industrie. Cela rend d'autant plus difficiles la réindustrialisation et l'électrification des usages, pourtant nécessaires et urgentes dans notre pays.
L'augmentation de leur part dans la production d'électricité entraîne aussi des risques croissants de déstabilisation du réseau électrique et donc de blackout.
La troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) qui en prescrit entre autres le développement massif en France est à cet égard une erreur stratégique.

Introduction :

En réponse aux recommandations du « Grenelle de l'environnement » de fin 2007, la France s'est lancée en 2008 dans un développement rapide des énergies tirées de sources renouvelables, en premier lieu de l'électricité éolienne et de l'électricité photovoltaïque (PV). Ces dernières ont en 2025 constitué à elles deux 15 % de notre production d'électricité et en sont devenues la deuxième source par ordre d'importance après le nucléaire. La troisième Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) a prévu d'en accélérer le développement.

Leurs très nombreux promoteurs (investisseurs, industriels, politiques, médias, …) ont fait depuis des années miroiter aux Français les bienfaits qu'apporterait un développement massif des éoliennes et des panneaux photovoltaïques (PV) pour produire notre électricité, avec des arguments tels que :
- Contrairement aux centrales électriques à combustibles fossiles, ces modes de production n'émettent pas directement de gaz carbonique (CO_2), le principal responsable du réchauffement climatique. Ils seront donc un atout majeur pour lutter contre ce réchauffement ;
- L'énergie du vent et celle du rayonnement solaire sont renouvelables, durables et abondantes. L'électricité d'origine éolienne et solaire sera donc indéfiniment disponible dans les quantités dont nous aurons besoin ;
- Le vent et le rayonnement solaire sont gratuits, éoliennes et panneaux photovoltaïques produisent donc de l'électricité peu chère : elles feront baisser le coût de l'électricité ;
- Il ne faut pas mettre tous ses œufs dans le même panier : en cas de défaillance de nos autres centrales, nous disposerons toujours d'électricité en quantité suffisante ;
- Nous pourrons progressivement nous passer de nos autres centrales, en particulier de nos centrales nucléaires.

Ces arguments, à force d'être diffusés pendant des années sans le moindre esprit critique par une écrasante majorité de nos médias, ont longtemps entraîné l'adhésion d'une très large partie des Français. Parmi eux, nos dirigeants politiques ont été semble-t-il très majoritairement convaincus, au point que beaucoup associent encore dans leurs discours de façon automatique, par un réflexe pavlovien, le développement de l'éolien et du solaire PV à la lutte contre le réchauffement climatique. Ils qualifient aussi l'électricité ainsi produite de «renouvelable». Pourtant, si le vent et le soleil le sont, les éoliennes et les panneaux photovoltaïques ne le sont évidemment pas plus que les matériaux et l'énergie qu'il faut pour les construire et les maintenir pendant leur durée de vie opérationnelle.

Mais de plus en plus de voix s'élèvent maintenant, en particulier chez les scientifiques et les ingénieurs spécialisés dans la production et la distribution de l'électricité, pour questionner fortement ces arguments. Selon eux, contrairement aux promesses faites, ce développement se révèle être contreproductif dans les faits et économiquement dangereux pour notre pays. Il a déjà largement contribué à l'augmentation considérable du prix de l'électricité pour les ménages français.

Cette note a pour objet de présenter des éléments de réflexion rationnels destinés à alimenter ce débat. Mais rappelons tout d'abord deux préalables majeurs trop souvent ignorés, dont la connaissance est pourtant indispensable pour y participer avec profit :

1-Le réseau électrique, qui relie les producteurs aux consommateurs, doit rester stable en toutes circonstances : Or, il fonctionne en courant alternatif de fréquence constante, 50 hertz en Europe. Pour qu'il reste stable il est indispensable qu'à chaque instant la puissance produite par l'ensemble des centrales électriques qui lui sont associées soit égale à la puissance appelée par les consommateurs, à ±1 % près, et la fréquence maintenue à 50 hertz. Faute de quoi, un « délestage » local doit avoir lieu là où se produit le déséquilibre. Si cela n'est pas suffisant, un « blackout généralisé » peut avoir lieu, comme celui aux conséquences catastrophiques qui s'est produit dans la péninsule ibérique le 25 Avril 2025 (https://www.transitionsenergies.com/gouvernement-espagnol-peut-plus-dissimuler-lcauses-blackout-28-avril/). Comme on le verra, ce risque est d'autant plus élevé que la proportion d'électricité éolienne et d'électricité photovoltaïque dans la production totale d'électricité est importante.

2--La distinction essentielle à faire concernant les centrales électriques n'est pas le caractère renouvelable ou non de leur production, mais bien leur caractère pilotable ou non pilotable. En France comme ailleurs, la production d'électricité fait appel à une diversité de capacités de production d'électricité, les centrales électriques. Sont dites **pilotables** celles dont un opérateur peut faire varier (piloter) la **puissance** électrique qu'elles fournissent en fonction de la **puissance** appelée par les consommateurs. C'est ce qu'on appelle faire du **suivi de charge**. Le profil de la **puissance consommée** est caractéristique des habitudes moyennes des consommateurs d'électricité français. Le minimum de consommation a lieu au milieu de la nuit. La consommation augmente ensuite très rapidement jusqu'à midi et passe alors par une première **pointe** (pic). Une deuxième pointe a lieu vers 19 heures, et est suivie d'une pointe secondaire vers 21 heures. Les week-ends se caractérisent par des consommations sensiblement moins élevées.
La puissance totale consommée varie dans des proportions de 1 à 2 en cours d'année, son plus haut étant en hiver à cause de l'importance en France du chauffage électrique. C'est aussi en hiver qu'a lieu la pointe de consommation la plus élevée de l'année. Le record

historique de puissance de cette pointe annuelle a eu lieu le 8 février 2012 à 19 heures avec 102,1 GW. Elle a été de 96,6 GW en 2018. Elle est restée sous les 90 GW depuis cinq ans déjà. Les centrales électriques sont très variées et forment un orchestre dont le chef, qui est le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), doit jouer habilement pour mettre à chaque instant en coïncidence étroite production et consommation. Elles diffèrent en puissance, en rendement électrique c'est-à-dire la proportion de l'énergie qu'elles consomment qui est transformée en électricité, en pilotabilité, mais aussi, en ce qui concerne les centrales pilotables, en agilité, c'est-à-dire leur capacité à faire varier plus ou moins rapidement leur production et l'amplitude possible de cette variation, ainsi qu'au temps nécessaire pour les remettre en marche après un arrêt à froid.

-Les centrales à chaudière utilisent une source de chaleur pour produire de la vapeur d'eau à haute température dans une chaudière. Cette vapeur d'eau est ensuite forcée vers les aubes d'une turbine couplée à un alternateur, lequel produit l'électricité. Ce sont des centrales pilotables.

Parmi ces centrales à chaudière se trouvent les centrales thermiques à flamme qui utilisent comme source de chaleur la combustion dans l'air de combustibles fossiles (charbon, gaz, fuel) ou de biomasse (bois, biocarburants, biogaz, déchets organiques ménagers et industriels), mais aussi les centrales nucléaires qui utilisent pour cela la fission de l'uranium 235 et du plutonium 239.

Leur puissance est de quelques centaines de MW pour les centrales thermiques à flamme jusqu'à plus d'un millier de MW pour les réacteurs nucléaires (1650 MW pour Flamanville 3) et leur rendement électrique dans une gamme de 30 à 45%. Leur vitesse de montée en production (la rampe) est de l'ordre de quelques % de leur puissance maximale par minute, celles à biomasse étant les plus lentes. Leur remise en marche après un arrêt à froid est de quelques heures, mais de 2 jours pour les réacteurs nucléaires, lesquels doivent en conséquence être arrêtés le moins souvent possible.

-Les turbines à combustion (TAC)

Semblables en cela aux moteurs d'avion à réaction, elles utilisent la combustion d'un carburant, fuel ou gaz, dans un air préalablement fortement comprimé. Les gaz de combustion sont à forte pression et très haute température. Ils font ici tourner les aubes d'une turbine couplée à un alternateur.

Ce sont des centrales pilotables. Leur puissance est très variable mais en moyenne plus faible que celle des précédentes. Elles ont le grand intérêt d'être très agiles, avec une grande rapidité de montée en charge et de mise en œuvre après un arrêt à froid. Elles sont donc très utilisées pour faire face aux pointes de consommation.

-Les centrales à gaz à cycles combinés (CGCC).

Il s'agit de la combinaison d'une TAC à gaz et d'une turbine à vapeur. Les gaz issus de la TAC, qui sont encore très chauds, sont utilisés pour produire de la vapeur d'eau à haute température. Cette vapeur d'eau est ensuite forcée vers une turbine couplée à un alternateur. Elles sont bien sûr pilotables. Une puissance courante est de l'ordre de 500 MW. Leur agilité est plus faible que celle des TAC seules, mais cependant dans la partie haute de la gamme des autres centrales à chaudière. Elles ont le grand intérêt d'avoir un fort rendement électrique, de l'ordre de 60%.

-Les centrales hydroélectriques (hydrauliques) utilisent l'énergie cinétique d'une chute d'eau pour faire tourner les aubes d'une turbine couplée à un alternateur. On distingue, en fonction de la hauteur de chute :

-Les centrales dites au fil de l'eau, installées sur des fleuves puissants (Rhin, Rhône) derrière des barrages de faible hauteur de chute. Leur puissance instantanée dépend du débit instantané de ces fleuves, qui ne peut pas être modifié. Elles sont donc non pilotables. Cependant le débit de ces fleuves, et donc la puissance de la centrale, ne varie que lentement et ses variations sont prévisibles.

-Les centrales dites d'éclusée : Elles sont situées sur des rivières à fort débit derrière des barrages de hauteur de chute moyenne (Dordogne, Truyère, Durance, Ain…). Elles sont pilotables pour une partie de leur production.

-Les centrales dites de lacs : Elles sont situées en altitude derrière des barrages avec de fortes hauteurs de chute. Elles sont pilotables. Ce sont même les plus pilotables de nos centrales électriques, quelques minutes seulement leur suffisent pour passer de l'arrêt à la puissance maximale en faisant varier l'ouverture d'une vanne.

-Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) : elles sont installées entre deux lacs de barrage d'altitudes aussi différentes que possible. Quand la production d'électricité est en excès sur le réseau, l'eau du lac inférieur est pompée vers le lac supérieur. Dans le cas inverse, l'eau du lac supérieur est envoyée vers le lac inférieur à travers une turbine électrique. C'est actuellement et de très loin la méthode la plus utilisée pour lisser les variations de la production d'électricité.

-Les parcs éoliens et photovoltaïques :

La puissance des éoliennes dépend de la puissance instantanée du vent sur les lieux de production, et celle des panneaux photovoltaïques de la puissance instantanée au sol du rayonnement solaire, sur lesquelles un opérateur n'a aucune prise. Eoliennes et panneaux sont donc non-pilotables. Les puissances instantanées du vent et du rayonnement solaire varient en outre de façon considérable d'un instant à l'autre et en ce qui concerne le vent, de façon aléatoire.

Eoliennes et panneaux photovoltaïques sont des unités de faible à très faible puissance comparées aux centrales précédentes. Mais leur association en grand nombre permet de constituer des entités, les parcs, de puissance comparable.

Pour mettre en musique tout cet ensemble, le chef d'orchestre doit tout d'abord anticiper la production nécessaire pour couvrir les consommations d'électricité prévues d'un jour à l'autre et programmer la mise en œuvre des différentes centrales. La « pilotabilité » des productions est un élément déterminant pour les ajustements nécessaires à la stabilité du réseau ; on parle de contribution au « suivi de charge ». Ceci se fait avec plus ou moins d'amplitude et d'agilité, selon la puissance installée et la « pilotabilité » des centrales.

1 – Le caractère non pilotable et l'extrême variabilité de la puissance instantanée délivrée par les centrales éoliennes et PV ont comme conséquences qu'elles sont strictement inutilisables sans leur association permanente avec des centrales pilotables.

Comme nous venons de l'expliquer, la stabilité du réseau électrique exige qu'à tout moment la puissance produite soit égale à ± 1 % près à la puissance appelée par les consommateurs. Cela étant impossible avec des centrales éoliennes ou PV, comme le montre la figure 1, celles-ci sont strictement inutilisables directement. Pour les rendre utilisables elles doivent donc être nécessairement associées sur le réseau électrique à des centrales pilotables qui ajustent en permanence à ± 1% près la puissance totale instantanée de cette association (non-pilotable + pilotable) à la puissance instantanée appelée par les consommateurs, en

diminuant leur puissance quand celle des non-pilotables croît et en l'augmentant dans le cas inverse. Cela limite de fait considérablement la part possible de l'éolien et du PV dans la production d'électricité et montre aussi qu'il est impossible de produire notre électricité uniquement avec ceux-ci.

La figure 1 montre dans sa partie haute ce qu'il en a été en Octobre 2024 des fluctuations de la puissance des productions d'éolien + PV cumulées pour l'ensemble de la France métropolitaine. On y constate l'ampleur ainsi que la fréquence de ces fluctuations.

Ce profil de puissance varie non seulement d'un jour à l'autre mais aussi d'un mois à l'autre tout au long de l'année. La partie basse de la figure représente pour comparaison le profil de la consommation d'électricité des Français pendant ce mois d'octobre 2024. Pour permettre visuellement cette comparaison, on a procédé à un changement d'échelle (voir légende) de manière à égaler les hauteurs des moyennes des deux profils. Ce qui revient à supposer que la quantité totale d'électricité produite par l'éolien + PV était égale sur ce mois à la totalité de la quantité d'électricité consommée. On constate que la puissance cumulée de l'éolien + PV ne correspond jamais à la puissance consommée. On vérifie donc ici qu'éolien et solaire PV sont strictement inutilisables directement par les consommateurs, à moins que ceux-ci ne consomment d'électricité qu'en fonction de la production éolienne + PV, ce qui est c'est le moins qu'on puisse dire un exercice très acrobatique.

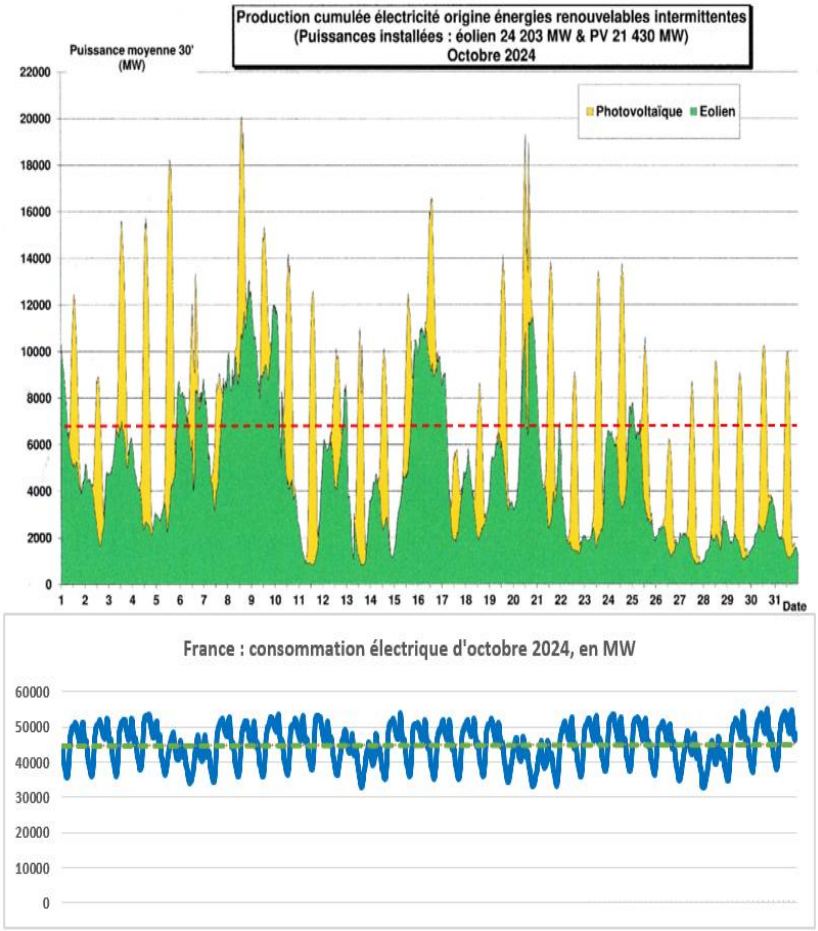


Figure 1 : Données RTE. Courtoisie JP Hulot. En haut : puissance délivrée en Octobre 2024 en France métropolitaine par l'ensemble des producteurs d'électricité éolienne (à terre et en mer) et d'électricité photovoltaïque. On observe la très grande variabilité de la puissance délivrée par l'éolien, avec de nombreux jours de puissance faible à très faible dus à l'absence quasi-totale de vent sur l'ensemble de la France, en particulier 5 jours de suite à la fin de ce mois. Les effondrements de la puissance délivrée, parfois jusqu'à quelques % de la

puissance installée, mais aussi ses pics, ont lieu très souvent de manière synchrone à l'échelle de l'Europe de l'Ouest car ils sont dus à des phénomènes météorologiques, anticyclones (vents faibles) ou dépressions (vents forts) qui sont à cette échelle. On observe aussi la très grande variabilité de la puissance délivrée par le solaire photovoltaïque, du fait de l'alternance jour-nuit mais aussi de la variation diurne de la puissance solaire et de la nébulosité. Le facteur de charge ***mensuel****, c'est-à-dire le rapport de la quantité totale d'électricité produite pendant le mois à celle qui aurait pu être produite si les installations avaient pu fonctionner en continu à leur puissance installée est ici de 18,2 % pour l'éolien et de 10,2 % pour le solaire. En tiretés rouges la puissance moyenne délivrée pendant cette période, 6 759 MW, pour une puissance installée totale (éolien + solaire) de 45 633 MW, soit un facteur de charge variant ce mois-là entre un minimum de 1,5 % et un maximum de 44 % pour une moyenne de 14,8%.*
En bas : puissance totale consommée en Octobre 2024 en France : Le profil de la puissance consommée est caractéristique des habitudes moyennes des consommateurs d'électricité français. Le minimum de consommation a lieu au milieu de la nuit. La consommation augmente ensuite très rapidement jusqu'à midi et passe alors par un premier pic. Un deuxième pic a lieu vers 19 heures, et est suivi d'un pic secondaire vers 21 heures. Les week-ends se caractérisent par des consommations sensiblement moins élevées. La puissance moyenne consommée ce mois-là était d'environ 45 000 MW (tiretés verts), 6,7 fois plus que la puissance moyenne totale produite par l'éolien et le photovoltaïque. On a procédé ici à une diminution d'échelle par 6,7 de cette consommation, de façon à ce que la consommation moyenne (tiretés verts) soit de même hauteur que la production moyenne d'éolien + solaire PV (tiretés rouges). Ce qui permet de comparer visuellement les profils de la consommation française et de la production d'éolien + solaire PV dans l'hypothèse où la consommation aurait ce mois-là été entièrement assurée par de l'éolien et du solaire PV. On constate alors que production de ceux-ci et consommation ne coïncident jamais et que les écarts entre les deux sont la plupart du temps très considérables. Cela implique, comme expliqué ci-dessus, qu'éolien et solaire PV sont inutilisables sans un mixage avec de l'électricité produite par des centrales pilotables qui ajustent en permanence à 1 % près, pour éviter le blackout, la puissance totale de ce mix (éolien + solaire PV non pilotable + électricité pilotable) avec la puissance appelée par les consommateurs, mais aussi que leur part dans ce mix ne peut être que globalement minoritaire. Pour mettre en accord production et consommation, on pourrait en théorie stocker l'électricité éolienne et l'électricité photovoltaïque quand elles sont produites en excès de la consommation pour les restituer quand elles sont en défaut. Mais aucune méthode de stockage n'est actuellement en mesure d'assurer le stockage de telles quantités d'électricité, malgré une recherche intensive sur ce thème depuis des dizaines d'années. Ajouter des éoliennes aux éoliennes et les panneaux solaires aux panneaux solaires ne changera rien car nous ne pouvons pas commander au vent et au soleil. Ce serait de plus une source de difficultés croissantes dans la gestion du réseau électrique (voir chapitre 6).

2-L'éolien et le solaire PV ne permettent pas de produire plus d'électricité

La figure 2 montre en effet que l'augmentation considérable depuis le Grenelle de l'environnement de la production d'électricité non-pilotable, éolien + PV, - elle est maintenant notre deuxième source d'électricité, avant les combustibles fossiles - n'a pas fait augmenter la production totale d'électricité française entre 2008 et 2025. Celle-ci a même diminué.
On observe que cette diminution concerne beaucoup plus l'électricité nucléaire que les combustibles fossiles. Les fluctuations du fossile sont anti-corrélées avec celles du nucléaire. On constate entre autres que la diminution importante du fossile après 2023 coïncide avec une forte augmentation du nucléaire. D'autre part la progression sur la période considérée de l'éolien et du PV est très régulière et non corrélée avec les variations du fossile. Cette progression, 85 TWh au total sur la période considérée, est en outre bien supérieure à la diminution du fossile, 30 TWh environ.
Si on ne peut pas exclure qu'une part de la diminution du fossile soit imputable à l'augmentation du non-pilotable, cette part est donc nécessairement peu significative.

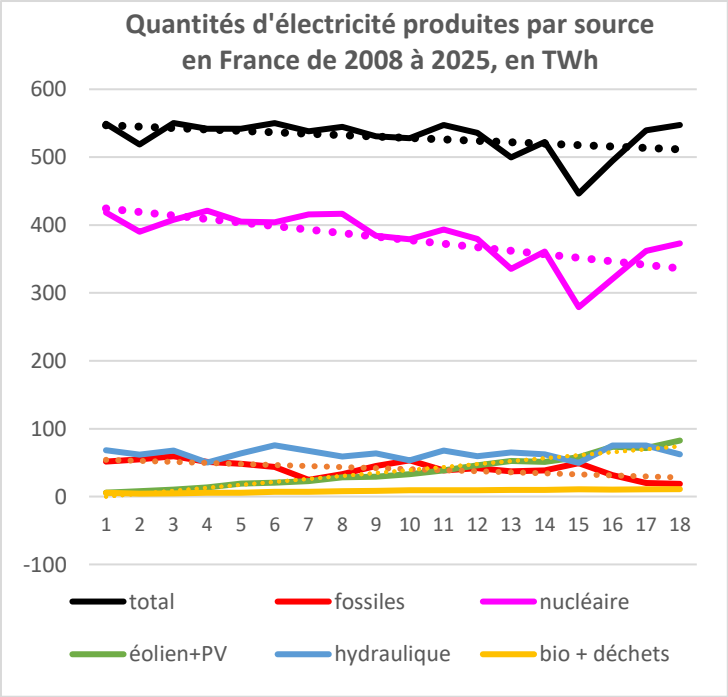


Figure 2 : *Variations de 2008 à 2025 des quantités annuelles d'électricité produites par les différentes sources, en TWh. Données RTE. Suivant en cela les recommandations du Grenelle de l'environnement, la France a entre 2008 et 2025 progressivement et fortement augmenté ses capacités de production d'électricité éolien et solaire PV, sans pour autant augmenter sa production totale d'électricité. Celle-ci a même diminué.*
En conséquence l'augmentation de la production d'électricité non-pilotable, éolienne et solaire PV, s'est nécessairement accompagnée d'une diminution de la production de nos autres sources d'électricité. On constate que cette diminution concerne essentiellement le nucléaire et le fossile et qu'elle est plus importante pour le nucléaire que pour le fossile. Cette diminution du fossile est aussi bien inférieure à la progression des non-pilotables. Elle est aussi très irrégulière, contrairement à la progression des non-pilotables, et ses principaux pics et creux et maxima correspondent aux principaux creux et pics de la production nucléaire. Les variations du fossile semblent donc bien plus dépendantes de celle du nucléaire que de celles des non-pilotables.

Ces constatations sont confortées par la figure 3, qui représente pour le mois d'octobre 2024 les fluctuations des productions des différentes sources d'électricité, en % de la production totale. La production des non-pilotables fait on le voit automatiquement baisser celle des pilotables. Les variations de puissance des non-pilotables sont compensées essentiellement par les variations en sens inverse de la puissance des centrales nucléaires, dans une moindre mesure de celle des centrales hydroélectriques et très peu par celle des centrales à combustibles fossiles. Centrales hydroélectriques et nucléaires voient de plus leur rentabilité diminuer, car leur production est plus faible alors que les frais de production, maintenance, salaires, frais financiers, restent les mêmes, ce qui fait augmenter le coût au kWh produit. A cela s'ajoute que le fonctionnement en dents de scie qui en résulte fragilise le matériel des centrales (alternateurs, tuyauteries…), et en accélère le vieillissement, ce qui est particulièrement préoccupant pour le nucléaire.

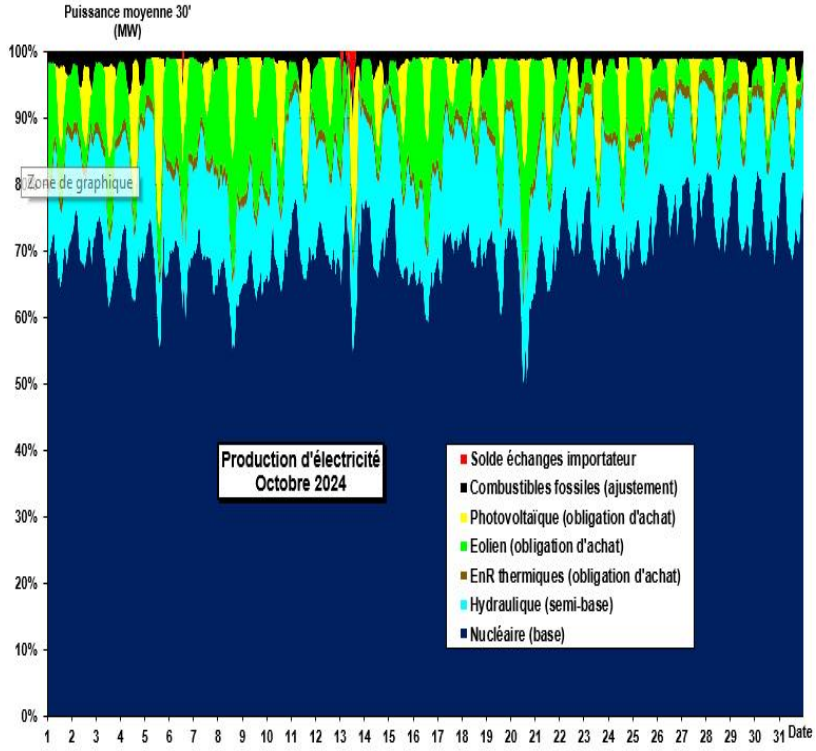


Figure 3 *: Variations en Octobre 2024 des productions des différentes sources d'électricité en France, en % de la production totale. Données RTE, courtoisie JP Hulot. On constate que les pics de la production des non-pilotables, éolien et solaire PV, s'accompagnent d'une diminution importante de la part du nucléaire. Les pics de production fossile sont la conséquence de l'utilisation de TAC à fuel et à gaz pour faire face aux pointes de la consommation.*

Il est donc faux de prétendre, comme on le lit et l'entend si souvent, que la production d'un TWh supplémentaire d'éolien ou de solaire PV économise en France la production d'un TWh de combustibles fossiles et donc les émissions de CO_2 associées. Si l'on ne peut pas exclure formellement une petite contribution des non-pilotables à la diminution du fossile et donc à la diminution des émissions de CO_2 de notre production d'électricité, cette contribution semble fort modeste. Il est par contre vrai que la production des non-pilotables remplace une partie importante de celle des centrales à combustibles dans les pays qui n'ont pas ou trop peu de nucléaire et/ou d'hydroélectricité pour produire leur électricité, dont la majorité des pays européens.

Notons au passage que l'affirmation systématique des médias, selon laquelle tel parc éolien ou solaire PV fournira en France la consommation d'électricité de tant de ménages est également fausse : en réalité les ménages en question ne disposeront pas de la moindre quantité d'électricité supplémentaire, mais de la même quantité d'électricité où la part de l'éolien ou du PV sera plus importante, et qui sera, on le verra plus loin, plus chère.

3- Les émissions de CO_2eq de la production électrique française sont, calculées en ACV, de loin les plus basses des grands pays industrialisés, du fait de l'importance dans cette production du nucléaire et de l'hydroélectricité.

Le réchauffement climatique est de plus en plus inquiétant. L'augmentation de la teneur en dioxyde de carbone (CO_2) de l'atmosphère, parce que celui-ci est un gaz à effet de serre, en est responsable pour une très grande part. Il est donc logique de chercher à faire diminuer le

plus rapidement possible les émissions de CO_2 anthropiques (= dues à l'activité humaine), entre autres par la diminution des émissions de CO_2 de la production d'électricité. Cependant le CO_2 n'est pas le seul gaz à effet de serre émis par l'activité humaine, les deux gaz les plus préoccupants après le CO_2 étant le méthane (CH_4) et l'oxyde d'azote (N_2O). Le CO_2 équivalent (CO2eq) est une unité de mesure qui permet de regrouper et de comparer l'impact de tous les gaz à effet de serre sur le climat en les convertissant en une quantité de CO_2 équivalente. C'est cette unité qui est utilisée ici.

Les émissions de CO_2eq associées à la production d'électricité ne sont pas seulement directes. Il y a aussi les émissions liées à la construction et à la maintenance des centrales, depuis l'extraction des matières premières nécessaires jusqu'à leur démantèlement et à leur élimination en fin de vie. La somme des deux est ce qu'on appelle les émissions calculées en analyse du cycle de vie, en abréviation ACV.

La figure 4 montre pour la France, de 2008 à 2025, l'évolution en ACV des émissions de CO_2eq de sa production d'électricité, décomposée en émissions par source d'électricité. Les coefficients d'émission par source utilisés ici, en gCO_2eq/kWh produit, sont ceux de l'ADEME et RTE : 3,7 pour le nucléaire, 6 pour l'hydroélectricité, 16 pour l'éolien terrestre, 17 pour l'éolien en mer, 43 pour le photovoltaïque et 295 pour la catégorie bioénergie (bois, biocarburant, biogaz) et déchets. Pour le fossile, il s'agit de 941 pour le charbon, 928 pour le fuel et 389 pour le gaz.

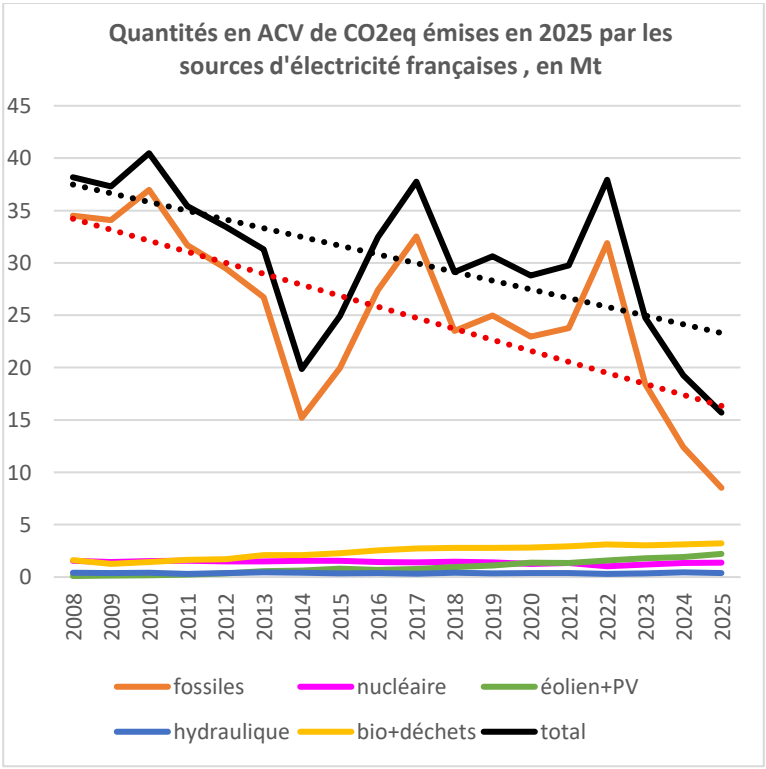


Figure 4 : *Données ADEME et RTE. Quantités totales de CO2eq, calculées en analyse de cycle de vie (ACV), émises par la production française d'électricité de 2008 à 2025, en millions de tonnes.*

En 2025, les émissions totales de CO_2eq de notre production électrique étaient en ACV de 15,7 Mt, soit 29 gCO_2eq par kWh produit, ce qui est une excellente performance. Elle devait ce très faible coefficient d'émission à la proportion très importante du nucléaire et de

l'hydroélectricité, 79,5%, dans cette production. Seules la Norvège, 19 gCO_2eq, qui a la chance de pouvoir produire pratiquement toute son électricité avec des centrales hydroélectriques a fait mieux parmi les pays industrialisés.
Sans surprise, ce sont les émissions de CO_2 liées à l'usage des combustibles fossiles qui se taillent la part du lion. On remarque cependant qu'elles ont fortement diminué de 2008 à 2025. Mais comme on l'a noté plus haut cette diminution ne peut être attribuée, autrement que très modestement, à un remplacement des combustibles fossiles par les non-pilotables. En fait elle est due essentiellement au remplacement progressif après 2011 des centrales à charbon et à fioul par des centrales à gaz dites à cycle combiné, dont le rendement électrique est beaucoup plus important et le coefficient d'émission 2,4 fois plus faible, et à la remontée importante de la production nucléaire de 2023 à 2025 (voir figure 2).
Il est intéressant de comparer la situation de la France avec celle de ses voisines ayant fortement développé l'éolien et le PV, l'Allemagne et l'Espagne, mais aussi à celle des deux principales puissances mondiales, les Etats-Unis et la Chine.
La figure ci-dessous montre pour les cinq pays la répartition, en pourcentage de la production totale, des quantités d'électricité produites par sources en 2025.

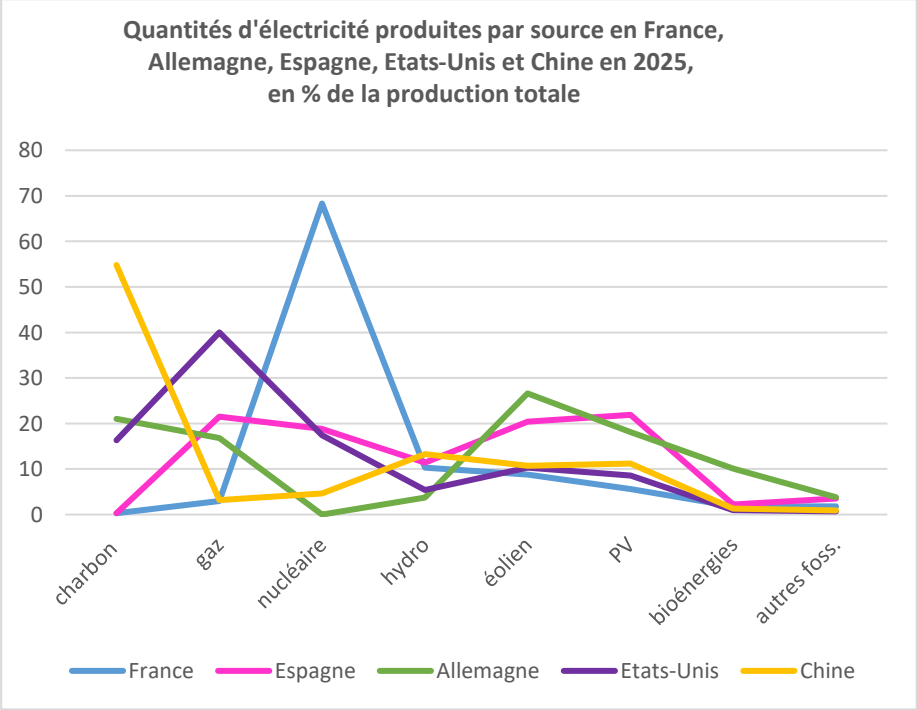


Figure 5- Quantités d'électricité produites par source en *France, Allemagne, Espagne, Etats-Unis et Chine en pourcentage de leur production totale, d'après Ember's electricity data. A noter que la rubrique autres fossiles comprend ici le fuel et les déchets organiques. Ces derniers ne sont donc pas ici classés avec la bioénergie comme nous l'avons fait précédemment.*

La France se caractérise par la très faible contribution des combustibles fossiles, rendue possible grâce à l'importance du nucléaire et donc comme on l'a vu par un coefficient d'émissions de 29gCO_2eq par kWh produit, ce qui est particulièrement faible. Les proportions actuelles des différentes sources d'électricité, en pourcentages de la production actuelle y sont en 2025 de 0,3 pour le charbon, 3 pour le gaz, 68,3 pour le nucléaire, 10,3 pour

l'hydroélectricité, 8,8 pour l'éolien, 5,6 pour le PV, 1,8 pour la bioénergie, 1,8 pour le fuel + déchets.

En 2025, le coefficient d'émission de la production d'électricité de l'Allemagne était en ACV de l'ordre de 350 gCO2eq par kWh produit, soit 12 fois supérieur à celui de la France ! Ce n'est pourtant pas faute, à entendre ses dirigeants, de vouloir décarboner quoi qu'il en coûte la production d'électricité. Mais le choix qu'ils ont fait de miser pour cela sur un développement à tout va des électricités non-pilotables, éolien et solaire PV et de fermer leurs centrales nucléaires, joint aux faibles possibilités de l'hydroélectricité (3,7% de la production d'électricité), ont condamné inévitablement ce pays à utiliser essentiellement les centrales à combustibles fossiles comme centrales pilotables pour permettre l'utilisation des non-pilotables. Malgré une importante diminution au cours du temps de l'emploi de ces combustibles fossiles, obtenue ici par le développement des non-pilotables, au lieu comme en France par celui du nucléaire et de l'hydroélectricité, une forte contribution des combustibles fossiles à la production d'électricité reste indispensable pour permettre la production des non-pilotables. Cela se voit sur ce graphique par l'importance de la contribution du charbon et du gaz à la production d'électricité, 37,8%. La production d'éolien + PV atteint maintenant 40,7 % de la production totale. Mais il s'agit d'une valeur moyennée sur l'année et la puissance instantanée dépasse donc souvent de beaucoup les 40% de la production totale qui est considérée par les électriciens comme le début de l'instabilité du système électrique. Cette puissance instantanée peut aussi être soudainement très faible, ce qui met aussi à mal la stabilité du réseau électrique. Conscients de ce problème, ses dirigeants ont décidé de faire construire de nombreuses centrales à gaz, ce qui ne va certes pas améliorer son coefficient d'émission.

A noter que l'Allemagne ne produisant plus de gaz, elle doit l'importer, ce qui implique un important risque géopolitique de rupture d'approvisionnement comme on l'a vu avec la guerre en Ukraine et maintenant en Iran. Le remplacement de ces sources par du gaz naturel liquéfié (GNL) venant des Etats-Unis et n'est pas assuré pour longtemps car sa production plafonne et son déclin semble proche. De plus il coûte très cher

Le coefficient d'émission de l'Espagne était en 2025 de l'ordre de 170 gCO2eq par kWh, bien inférieur à celui de l'Allemagne (mais quand même près de 6 fois le nôtre). Elle le doit à l'absence de recours au charbon, mais aussi à une proportion notable de nucléaire (18,8%) et d'hydroélectricité (11,4%) dans sa production d'électricité. Elle utilise beaucoup le gaz (21,5%), mais n'en produit pas. Elle doit donc l'importer, ce qui la rend comme l'Allemagne vulnérable aux risques géopolitiques de rupture d'approvisionnement. Elle a développé à marche forcée les non-pilotables, éolien et de plus en plus PV, au point qu'avec 42,3 % ils dépassent maintenant comme en Allemagne les 40 % de la production totale. Elle met donc également à risque croissant de blackout son réseau électrique, comme en témoigne le désastreux blackout s'étant produit le 28 Avril 2025.

Le coefficient d'émission de la production d'électricité des Etats-Unis était en 2025 de l'ordre de 380gCO2eq par kWh produit, guère au-dessus de celui de l'Allemagne. Près de 60 % de la production électrique était assurée par des combustibles fossiles, charbon (16,3%) et surtout

gaz (40 %). Le nucléaire en représentait 17,4 %, l'hydroélectricité 5,4 %, l'éolien 10,3% et le PV 8,6 %.
Les Etats-Unis sont devenus le principal producteur de gaz du monde grâce au gaz dit de « schiste » qui y a connu un développement spectaculaire à partir de 2006. Leur gouvernement actuel ne se soucie guère des émissions de CO_2 de sa production d'électricité, mais il est conscient que la manne du gaz de schistes américain va bientôt commencer à se tarir. D'où une relance depuis quelques années du nucléaire, après une pause qui aura duré plus de 30 ans.
Le coefficient d'émission de la Chine est en ACV d'environ 550 gCO_2eq/kWh produit en 2025. Cette valeur très élevée est due à la très grande part du charbon (54,8%) dans sa production d'électricité. La part du gaz est faible (3%). Le nucléaire représente 4,6 %, l'hydro électricité 13,3 %, l'éolien 10,7%, le solaire 11,2% et les bioénergies 1,3%. Il n'est pas sûr que la diminution des émissions de CO_2 soit pour ses dirigeants une préoccupation majeure, mais celle des limites de la disponibilité du charbon, source première de son développement spectaculaire, dont elle est actuellement le premier producteur mondial, en est une. Car cette production semble devoir bientôt décliner et elle doit déjà en importer des quantités notables pour soutenir son développement. Elle est insuffisamment dotée en gaz naturel. Elle fait donc maintenant le forcing pour développer les autres sources d'électricité, hydroélectricité, éolien, PV et nucléaire. Concernant ce dernier, elle en est devenue le deuxième producteur mondial après les Etats-Unis, détrônant ainsi la France. Le nucléaire lui est nécessaire à terme pour pouvoir éliminer le charbon de sa production d'électricité. Mais il ne représente encore que 4,6 % de cette production, contre 68,3 % en France actuellement, environ 15 fois plus. Si l'objectif est d'atteindre la proportion française, il lui faudra construire encore près d'un millier de réacteurs nucléaires et cela prendra du temps.

4- Les centrales non-pilotables (parcs éoliens et PV) ne permettent pas de fermer de centrales pilotables, ce qui les rend en réalité inutiles pour produire de l'électricité.

Une partie majoritaire de l'opinion française est encore persuadée que construire des centrales non-pilotables, éoliennes et PV, permet de fermer des centrales pilotables et en particulier nos réacteurs nucléaires. Pour elle une centrale électrique en vaut une autre pour produire de l'électricité. Elles sont donc interchangeables. Plus on construira de parcs éoliens et PV, moins on aura besoin de centrales autres, et en particulier de centrales nucléaires. C'est une vision profondément erronée des choses, entretenue par une désinformation quasi systématique de nos médias et de beaucoup de nos politiques sur ce sujet depuis des années.
Les centrales non-pilotables, on l'a expliqué à plusieurs reprises, sont strictement inutilisables sans être associées à des centrales pilotables qui permettent d'ajuster en permanence sur le réseau électrique la puissance de la production totale (non-pilotable + pilotable) à la puissance appelée par les consommateurs à ±1% près sous peine de blackout.
Une possibilité pour jouer le rôle des centrales pilotables est cependant d'associer centrales non-pilotables, éolienne et PV à des systèmes de stockage-déstockage d'électricité, batteries

par exemple pour mettre en accord production et consommation d'électricité. Mais leur rôle ne peut être que marginal. Qu'on en juge : la puissance totale de batteries qu'il faudrait alors construire et entretenir serait de l'ordre de celle de la pointe de consommation annuelle, qui peut atteindre on l'a vu environ 100 GW. Et leur capacité devrait être de l'ordre de 20 fois la consommation journalière d'électricité d'un jour très froid d'hiver, soit 40 TWh. C'est énorme et irréaliste.

La puissance disponible en centrales pilotables doit être suffisante pour pallier en toutes circonstances les fluctuations de puissance des centrales non-pilotables. La figure 1 montre à quel point ces fluctuations de puissance sont importantes tant pour l'éolien (courbe verte que pour le solaire (courbe jaune). Pour l'éolien, la puissance produite a été pendant ce mois d'Octobre 2024 faible à très faible environ un jour sur deux et en particulier 5 jours de suite à la fin du mois. Pour le solaire, le soleil est évidemment absent la nuit, et sa puissance varie très rapidement en cours de journée, mais aussi fluctue en fonction de la nébulosité.

Il existe aussi des périodes dans l'année où il n'y pas de vent. En hiver s'installent sur une bonne partie de l'Europe de puissants anticyclones sous lesquels l'absence de vent est presque totale pendant plusieurs jours de suite, parfois de façon répétée. S'ajoute à cela un très faible ensoleillement pendant la journée. En été le vent peut être également très faible pendant plusieurs jours de suite lors des canicules.

On exprime ces incertitudes par la notion de puissance garantie. Il s'agit de la puissance minimale sur laquelle on peut compter quelles que soient les circonstances. En ce qui concerne l'éolien, elle est très faible, en France de seulement 1 % de la puissance installée totale, 4 à 5 % pour l'ensemble de l'Europe** Et pour le solaire, elle est nulle, puisqu'il n'y a pas de soleil la nuit.

Mais il faut aussi que la puissance totale en centrales pilotables sur laquelle nous devons pouvoir compter en toutes circonstances soit celle du maximum (la pointe) de notre consommation annuelle, qui a eu lieu en hiver. Historiquement cette pointe a atteint un de record 102,1 GW le 8 février 2012 à 19 heures. Mais elle a encore atteint 96,6 GW en 2018. Depuis 5 ans elle est restée en dessous de 90 GW, mais il vaut mieux ne pas baisser la garde. Et nous savons qu'il n'y a aucune garantie que l'éolien et le PV pourront offrir suffisamment de puissance pendant les jours critiques pour contribuer significativement à faire face.

Maintenir la totalité de notre puissance en centrales pilotables est donc une nécessité, et si l'on veut fermer des réacteurs nucléaires il faut les remplacer à puissance égale par d'autres types de centrales, qui ne peuvent guère être que des centrales à combustibles fossiles comme en Allemagne.

Dès lors que l'on est obligé pour des raisons de sécurité de maintenir la puissance totale disponible de nos centrales pilotables au niveau de celle de la puissance de la pointe annuelle de la consommation, les centrales non-pilotables, éoliennes et PV ne sont d'aucune utilité du point de vue de la production d'électricité, puisque cette puissance de centrales pilotables peut produire à elle seule la totalité de ce que produit le non-pilotable. La seule justification des non-pilotables reste alors de faire baisser les émissions de CO_2 associées à la production d'électricité, comme c'est le cas en Allemagne ou en Espagne. Mais cette justification n'existe

pas en France, car les émissions de CO_2 y sont déjà très faibles, grâce au nucléaire et à l'hydroélectricité.

5- Le développement de l'éolien et du solaire PV fait mécaniquement augmenter le coût de production et donc le prix de l'électricité pour le consommateur-contribuable.

Etant donné que toute la puissance des centrales pilotables doit être conservée pour garantir en toutes circonstances la consommation d'électricité, les centrales-non-pilotables ne permettent de fermer aucune centrale pilotable et leur construction entraîne donc un investissement en capital supplémentaire pour produire une même quantité d'électricité.
Parce que ces centrales non-pilotables, éoliennes et PV sont dispersées sur le territoire, il faut aussi développer et renforcer considérablement le réseau électrique pour pouvoir les accueillir, ce qui est aussi un investissement en capital considérable.
Enfin, comme on l'a vu plus haut, la diminution de production que le non-pilotable impose au pilotable se traduit par une augmentation du coût de production au kWh de ce dernier, parce que ses dépenses (salaires, maintenance, frais financiers) restent les mêmes pour une production moindre.
Il résulte de tout cela une augmentation du coût de production de l'électricité et donc une augmentation moyenne de son prix pour le consommateur-contribuable.
On observe effectivement une augmentation très rapide de ce prix en France et plus généralement en Europe. Mais, étant donné la complexité du mécanisme de fixation des prix de l'électricité et la variété des situations d'un pays à l'autre, la part qui en est due à la croissance de la part des non-pilotables, éolien et PV, dans la production d'électricité, n'est pas facile à évaluer.
La figure 6 montre pour la France la forte corrélation qui existe entre le prix TTC de l'électricité pour les ménages, en euros par MWh, et la puissance installée en éolien + PV, en watts par habitant.

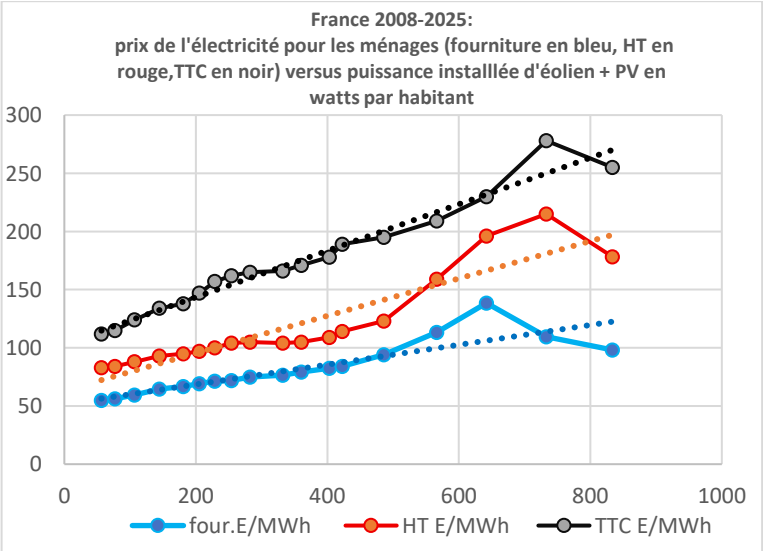


Figure 6 : Prix moyen en France de l'électricité pour les ménages « moyens », c'est-à-dire dont la consommation

d'électricité est comprise en 2500 et 5000 kWh par an de 2008 à 2025. En bleu le prix de la fourniture, en orange le prix hors taxe (HT), c'est-à-dire en ajoutant le coût d'acheminement à celui de la fourniture, en gris le prix toutes taxes (TTC). Source Eurostat

Le prix TTC qui figure sur la facture d'électricité des Français est la somme de trois parts d'importance voisines :

1-le prix de la fourniture d'électricité (en bleu sur la figure) : Il s'agit là du prix sur le marché unique européen de l'électricité et non d'un coût de production : il est déterminé par celui du coût marginal de la centrale appelée en dernier en Europe pour faire face à la demande, c'est-à-dire celle dont le coût de production du kWh supplémentaire produit est le plus élevé. Ce coût marginal est dans les faits celui du « combustible » par kWh produit.

C'est ce qu'on appelle le fonctionnement par ordre de mérite (merit order) : le réseau appelle d'abord les centrales au coût marginal le plus faible, qui sont l'éolien, le PV et les centrales hydroélectriques dont le coût du combustible, vent, soleil, eau, est nul, puis les centrales nucléaires, les centrales à charbon et en dernier les centrales à gaz dont le coût du combustible est le plus élevé.

Le prix de cette fourniture d'électricité a connu une augmentation quasi linéaire de 2008 à 2021 en fonction de la puissance installée par habitant en éolien + photovoltaïque. Cela n'est toutefois pas dû directement à l'augmentation de la puissance installée en France mais indirectement à ce mode de fonctionnement du marché européen qui aligne structurellement, selon le principe de l'ordre de mérite, les prix en France comme ailleurs en Europe sur le prix de marché du gaz naturel, auquel s'ajoute une taxe sur les émissions de CO_2 associées, dès lors que l'Europe doit démarrer quelque part une centrale à gaz pour boucler sa consommation générale. On observe d'ailleurs l'augmentation considérable de ce prix en 2022 et 2023, conséquence directe de la guerre en Ukraine qui a fait ces années-là fortement monter le prix du gaz sur le marché européen.

C'est donc une « contamination » provoquée par le renchérissement en Europe du prix de marché du gaz, alors que le gaz naturel y est de plus en plus utilisé pour produire de l'électricité, en particulier pour permettre l'utilisation croissante du non-pilotable.

Il faut noter qu'avec ce système, l'accroissement de la part des productions d'éolien et de PV, dont le coût marginal est nul, fait de plus en plus fortement fluctuer le prix de marché journalier au rythme des fluctuations de ces productions, au point même d'y provoquer de plus en plus la formation de prix négatifs. Pour autant les coûts de leur production ne cessent d'augmenter.

Plus d'éolien et de PV a donc pour effet un prix de marché qui baisse mais un coût de production qui augmente. Le consommateur-contribuable paye les coûts. Si les recettes venant du marché ne suffisent pas à équilibrer les coûts du producteur, il faut des compléments de financement venant du consommateur ou du contribuable, c'est-à-dire des subventions et des impôts, qui augmentent constamment.

De plus en plus de voix s'élèvent donc actuellement en France pour sortir du marché électrique européen, d'une part parce que celui-ci fait dépendre en France le prix de son électricité du prix de marché du gaz, alors qu'elle en consomme fort peu pour produire son

électricité, mais aussi parce que les fluctuations croissantes des prix de marché dues à la croissance de l'éolien et du PV en Europe y créent des situations de plus en plus inextricables auxquelles la France pourrait échapper car elle en a encore relativement peu.

2- le coût de l'acheminement (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'électricité, TURPE) :

C'est le prix à payer pour acheminer l'électricité du producteur au consommateur. Il est donc lié au coût de fonctionnement et de développement du réseau électrique : sur la figure, c'est la différence entre le coût hors taxes (en orange sur la figure) et le coût de fourniture (en bleu). On observe une quasi constance de ce coût de 2008 à 2016, puis une période de réduction jusqu'en 2021, et une envolée les années suivantes. Si le coût d'acheminement n'est pas uniquement dû au raccordement au réseau des parcs éoliens et PV, on ne peut pas s'empêcher de rapprocher cette envolée avec le développement accéléré de l'éolien et du PV après cette date.

Il faut signaler dans cette augmentation des coûts d'acheminement le rôle du développement d'outils dits de flexibilité qui permettent d'intervenir sur la production et la consommation d'électricité pour réduire les déséquilibres entre celles-ci : batteries pour stocker et déstocker l'électricité, maîtrise de la consommation par les compteurs Linky, incitations financières… Ces outils sont rendus de plus en plus nécessaires par les déséquilibres de plus en plus fréquents dus au développement des non-pilotables. Il en résulte non seulement une augmentation des coûts du réseau électrique, mais aussi une complexification croissante qui le rend de plus en plus vulnérable.

3-les taxes : Ce sont *(https://www.edf.fr/entreprises/decryptages/normes-et-reglementations/taxes-et-contributions-electricite-des-entreprises-evolutions-2026)* :

-L'accise sur la consommation d'électricité, auparavant appelée taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), sur le modèle des accises sur d'autres sources d'énergie, pétrole et gaz en particulier. Elle alimente avec les autres accises le budget général de l'Etat, via le service public de l'Etat (SPE). Elle a rapporté 8,2 milliards d'Euros en 2025 dont 5,3 ont été affectés aux subventions accordées aux producteurs de non-pilotables, . Le montant de ces subventions est prévu en forte augmentation pour les années suivantes.

-La contribution tarifaire d'acheminement (CTA), qui est une contribution au financement des retraites des électriciens et gaziers d'EDF et d'Engie.

-La taxe sur la valeur ajoutée (TVA), comme pour tout bien de consommation. Elle s'applique ici à l'ensemble des 3 composantes du prix, donc aussi aux autres taxes, mais aussi à l'abonnement.

Ces taxes ont en moyenne augmenté de 2008 à 2025, sauf en 2023 où elles ont provisoirement baissé, afin de limiter les conséquences sur les factures des consommateurs des énormes augmentations du prix du gaz dues à la guerre en Ukraine. Mais cela n'a fait que transférer sur le budget de l'Etat les sommes correspondantes.

Dans tout cela ne sont pas comptabilisées les importantes subventions financées par les collectivités locales et donc les citoyens pour faciliter le développement des non-pilotables : constructions d'installations portuaires, d'accès routiers, cadeaux de « bienvenue »…

6-Le développement des électricités non-pilotables, éolien et solaire PV, met de plus en plus en danger la stabilité du réseau électrique.

Le réseau électrique assure le transport de l'électricité du producteur au consommateur. t. Chaque pays a son propre réseau. Celui-ci est géré par des gestionnaires de réseau. En France il s'agit du Gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) pour ce qu'on appelle le grand transport, c'est-à-dire la très haute tension (400 et 225 kV) et d'Enedis pour les tensions plus faibles. A quelques exceptions près, les réseaux de grand transport des pays européens sont reliés par des interconnexions. Ils sont maillés afin de pouvoir circonscrire immédiatement tout déséquilibre critique à la maille où il se produit.

L'ensemble est chapeauté par l'ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity = Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité). Celui-ci harmonise ainsi les opérations dans une immense toile d'araignée qui couvre pratiquement tous les pays européens et même une partie de l'Afrique du Nord.

Tout cela fonctionne en courant alternatif à une fréquence de 50 hertz. C'est en quelque sorte le cœur battant de l'Europe.

Nous avons insisté sur le fait qu'un réseau électrique n'est stable que si la puissance de la production à chaque instant est égale à la puissance appelée par les consommateurs à ±1 % près. Tout déséquilibre se traduit par une variation de la fréquence, qu'il est impératif de ramener immédiatement à 50 hertz à ±1% près sous peine de délestage ou même de blackout.

Tant que l'électricité n'a été produite que par des centrales pilotables, il était possible de maintenir sans problèmes la fréquence à 50 hertz grâce aux alternateurs des grosses centrales nucléaires ou à combustibles fossiles qui fonctionnent de manière synchrone et possèdent une inertie cinétique considérable.

L'image ci-dessous de 6 cyclistes associés sur un même vélo et roulant à une vitesse constante sur une route parfaitement plate donne une idée de comment cela fonctionne.



Cette vitesse constante correspond une fréquence constante de pédalage, et tous les cyclistes (les gros alternateurs) pédalent de manière synchrone à la même fréquence. Si ces cyclistes

abordent une côte et veulent conserver leur fréquence de pédalage et donc leur vitesse, leur inertie cinétique leur permettra de les conserver un court instant, puis il leur faudra rapidement augmenter leur puissance de pédalage. S'il s'agit d'une descente, ils pourront conserver un instant leur fréquence, puis ils devront réduire leur puissance et utiliser leurs freins.

De la même façon, si sur un réseau électrique se produit un déséquilibre entre production et consommation, l'inertie cinétique des gros alternateurs permet de conserver un court instant la fréquence dans des limites acceptables, donnant ainsi du temps selon le cas à une augmentation ou une réduction de la puissance fournie.

Les centrales non-pilotables, éolien et solaire PV sont reliées au réseau par des dispositifs électroniques qui leur permettent certes d'y injecter de l'électricité de manière synchrone, mais n'ont ni l'inertie cinétique suffisante (celle-ci est même nulle dans le cas des panneaux solaires qui n'ont aucune pièce en mouvement) ni de coordination entre elles pour participer au réglage indispensable de la fréquence.

De plus la puissance qu'elles fournissent varie énormément d'un instant à l'autre et en ce qui concerne l'éolien de façon très aléatoire. Elles imposent donc aux machines tournantes (alternateurs) des grosses centrales pilotables des variations considérables et aléatoires de puissance, que l'on voit bien sur la figure 2 en ce qui concerne chez nous le nucléaire.

Plus la puissance instantanée des non-pilotables augmentera dans la puissance instantanée totale disponible (pilotable + non-pilotable), plus l'ensemble sera difficile à gérer et plus augmenteront les risques de blackout.

Sur les réseaux électriques le réglage de la tension à tous niveaux **est aussi une nécessité technique absolue pour garantir la sécurité du matériel et éviter les pannes à grande échelle.**

Les alternateurs des grosses centrales pilotables sont là aussi indispensables, alors que le non-pilotable (éolien et PV) ne peut que faiblement y contribuer.

C'est une insuffisance de pilotable (gaz, nucléaire, hydroélectricité) par rapport au non-pilotable qu'a été par exemple dû le désastreux blackout qui s'est produit le 28 Avril 2025 dans la péninsule ibérique. Ce blackout se serait propagé à l'ensemble de la France, il l'a fait partiellement au Pays Basque, si celle-ci n'avait pas automatiquement coupé ses interconnexions avec l'Espagne.

Cette situation, provoquée donc par un développement inconsidéré du non-pilotable, en particulier maintenant du solaire PV, par rapport au pilotable, a mis l'Espagne dans une situation qui semble inextricable (*https://climatetverite.net/2026/10/03/renouvelables-intermittents-le-systeme-electrique-espagnol-au-bord-du-gouffre/*).

Gardons-nous donc, par un développement inconsidéré du non-pilotable, éolien et solaire PV, de mettre notre pays dans la même situation. Le développement massif de ce non-pilotable qui est prévu par la PPE 3 est à cet égard très inquiétant.

Conclusion

L'énergie est une grandeur physique indissociablement liée à toute transformation de la matière. La quantité d'énergie que consomme une société humaine détermine donc

étroitement la quantité de biens et de services matériels qu'elle peut produire, ou dit plus simplement son niveau de vie.

On constate sur la figure 7 qu'il existe effectivement depuis la révolution industrielle une très forte corrélation entre le produit intérieur brut (PIB) mondial et la quantité totale d'énergie primaire consommée.

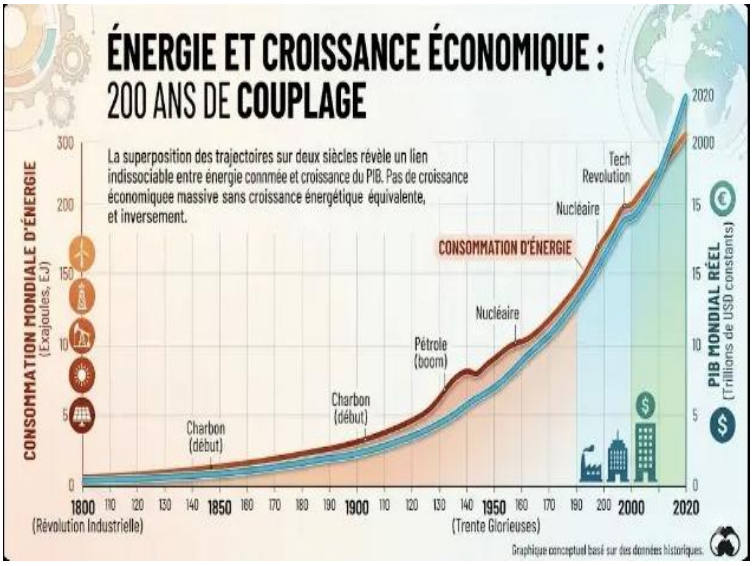


Figure 7 : source Travail-Industrie https://travail-industrie.com/blog/article-titre/energie-croissance-200-ans-couplage-decouplage-ia . Sur l'étiquette de 1900, lire pétrole à la place de charbon.

Or à l'échelle mondiale près de 90% de cette consommation est actuellement fournie par les combustibles fossiles, charbon, pétrole et gaz. On constate (figure 8) que malgré tous les efforts faits pour développer les énergies «renouvelables», en particulier l'éolien et le PV, la part des combustibles fossiles n'a encore que timidement baissé. Et les quantités consommées augmentent encore en valeur absolue !

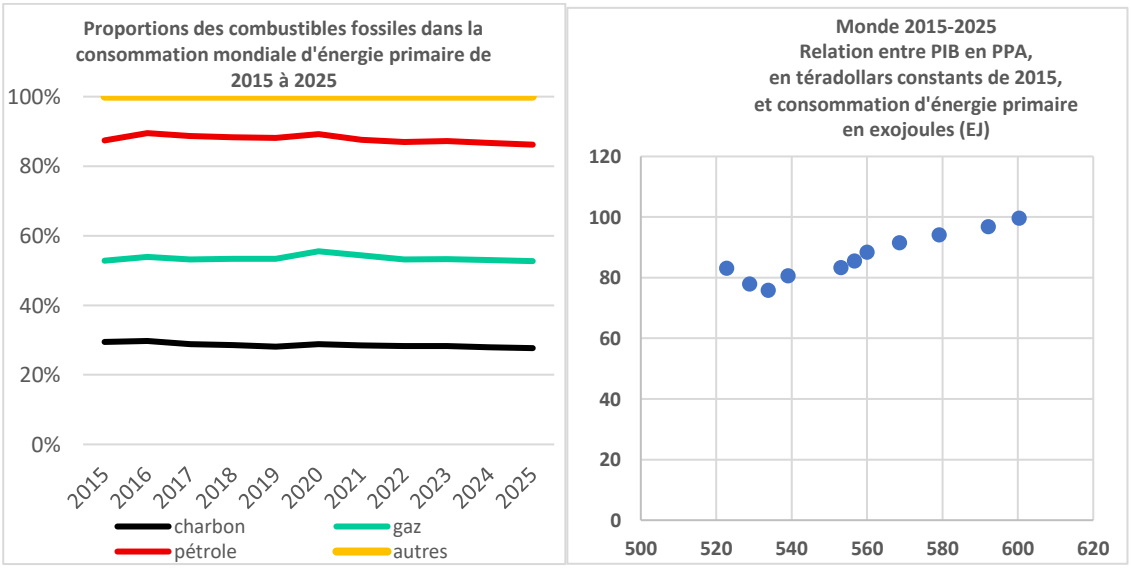


Figure 8 : A gauche, proportions des combustibles fossiles dans la consommation mondiale d'énergie primaire, d'après la Statistical Review of World Energy (https://www.energyinst.org/statistical-review) de 2015 à 2025.On observe la très forte proportion, près de 90 %, qu'y représentent encore le total des combustibles fossiles

(charbon, gaz, pétrole). Une légère diminution semble cependant en cours depuis 2020. ***A noter que la part des combustibles fossiles dans la consommation d'énergie primaire n'était en France que de 41 % en 2025, soit moins de deux fois la moyenne mondiale (contre 77 % pour l'Allemagne et 68 % pour la moyenne de l'UE 27). Elle le doit bien sûr à l'importance du nucléaire dans sa consommation d'énergie primaire.***

A droite relation pour la période 2025-2025 entre produit intérieur brut mondial (PIB, GDP en Anglais), en parité de pouvoir d'achat (PPA) et en dollars constants de 2015 et consommation mondiale d'énergie primaire, en exajoules (EJ). Données de la World Bank (https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD)pour le PIB et de la Statistical Review of World Energy (https://www.energyinst.org/statistical-review) pour l'énergie. On observe une très forte corrélation entre les deux. Le calcul en PPA consiste à corriger le PIB nominal d'un coefficient tenant compte du coût de la vie du pays considéré. Le calcul en dollars constants consiste élimine les effets de l'inflation sur le PIB nominal.

Les pays industrialisés ou en voie de l'être sont les principaux consommateurs de combustibles fossiles. Ces pays sont donc maintenant confrontés au dilemme suivant :

- Réduire leur consommation de combustibles fossiles pour lutter contre le réchauffement climatique, mais aussi pour se préparer à un déclin progressif de leur production possible, qui est inévitable et plus proche que l'opinion ne le pense généralement (*https://aspofrance.org/2026/04/13/petrole-et-gaz-naturel-point-de-situation-2025-bernard-durand-octobre-2025-revise-mars-2026/*).
- Mais réduire ainsi leur niveau de vie par la diminution de leur consommation d'énergie qui en résulterait.

Un relais le plus rapide possible des combustibles fossiles par d'autres sources d'énergie est donc urgent.

Les pays européens y ont d'autant plus d'intérêt qu'ils n'ont plus guère de réserves de combustibles fossiles sur leur sol et sont donc extrêmement dépendants des grands pays producteurs dont ils importent l'essentiel de leurs besoins. Cela constitue pour eux un danger permanent de rupture d'approvisionnement comme on l'a constaté concrètement avec les guerres en Ukraine et en Iran. Mais ce n'est pas seulement de Russie et du Moyen-Orient que peuvent provenir les mauvaises surprises. Elles peuvent aussi venir d'autres pays, entre autres des Etats-Unis : Ceux-ci approvisionnent l'Europe en gaz naturel liquéfié (GNL) en remplacement du gaz russe. Or la production américaine, essentiellement du gaz de schiste, montre actuellement des signes d'essoufflement et semble devoir décliner dans les quelques années qui viennent. Les Etats-Unis vont bientôt préférer utiliser ce gaz chez eux plutôt que de l'exporter. Ils cherchent aussi à garantir leur approvisionnement futur en pétrole par le contrôle de grands pays producteurs (exemple le Venezuela). L'Europe est d'ores et déjà en compétition sur le marché international avec les Etats-Unis mais aussi avec les deux autres géants, la Chine et l'Inde, pour se procurer le pétrole et le gaz dont elle a encore tant besoin.

Mais dans quelle mesure un relais des combustibles fossiles dans leurs usages actuels par d'autres sources d'énergie sera-t-il possible ?

-En ce qui concerne la production d'électricité qui nous concerne ici, les pays ayant peu ou pas de nucléaire et/ou d'hydroélectricité, de loin les plus nombreux, ne peuvent guère qu'avoir recours aux électricités non-pilotables, éolien et PV, pour diminuer la consommation de combustibles fossiles qui en résulte (charbon et gaz surtout car il y a longtemps que le fuel n'est plus guère utilisé pour cela).

Cela ne leur permet malheureusement pas, on l'a vu, d'augmenter la quantité d'électricité produite et entraîne des contraintes et des risques très importants, en particulier ceux de devoir conserver malgré tout une part importante de combustibles fossiles, avec les problèmes géopolitiques d'approvisionnement que cela implique, de faire considérablement augmenter le coût de production de l'électricité et de mettre en danger la stabilité de leur réseau électrique.

-La France ne produit plus que très peu d'électricité avec des combustibles fossiles, grâce à son nucléaire et à son hydroélectricité. On a vu que dans ces conditions les électricités non-pilotables, éolien et solaire PV, n'y ont aucun intérêt alors qu'elles ont de nombreux effets négatifs, dont en particulier, outre les problèmes environnementaux, l'augmentation rapide du prix de l'électricité, qui pèse sur le budget des ménages, sur la compétitivité de notre industrie et obère les possibilités de notre réindustrialisation dont on parle tant. Le programme massif de leur développement que prévoit la PPE 3 constitue donc une erreur stratégique (*http://www.eolien-oleron.fr/wp-content/uploads/2026/06/Le-developpement-massif-de-leolien-et-du-solaire-photovoltaique-non-pilotables-est-une-erreur-strategique-pour-la-France.pdf*)
La France est en fait un des pays les mieux placés au monde pour pouvoir faire encore baisser très significativement sa consommation de combustibles fossiles, en particulier par l'électrification des usages (transports et habitat principalement...) par une électricité presque totalement décarbonée (nucléaire+ hydroélectricité), sans trop de dommages pour son niveau de vie.
Mais à condition toutefois d'arrêter de produire plus d'électricités non-pilotables inutiles et coûteuses, éolien et PV, et de consacrer les sommes ainsi gaspillées à la maintenance et au développement de notre parc nucléaire et hydroélectrique, qui constitue notre principale assurance pour notre avenir énergétique et donc pour notre avenir tout court. Cela d'autant plus si nous remplaçons nos réacteurs actuels par des réacteurs à neutrons rapides (RNR)***.

Notes et références :

**Bernard Durand est ingénieur civil des mines, docteur-ingénieur en géologie minière et habilité à diriger des recherches (HDR) de l'Université Paris VI. Il a été directeur de la Division géologie-géochimie de l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN), puis de l'Ecole nationale supérieure de géologie et du Centre Exploration de l'IFP School. Il a présidé le Comité scientifique de l'European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). Prix Alfred - Wegener de l'EAGE.*

*** Linnemann,T. et Vallana, G., 2019: Wind energy in Germany and Europe : Status, potentials and challenges for baseload application – Part 2: European Situation in 2017. VGB Power Tech., vol.64*

**** Les réacteurs français actuels sont des réacteurs à eau sous pression (REP), qui utilisent la fission de l'uranium 235 pour produire de la chaleur puis de l'électricité. Mais l'uranium 235 ne représente que 0,7 % en masse de l'uranium naturel qui pour le reste est constitué d'uranium 238. Les réacteurs à neutrons rapides (RNR) sont capables dans leur version appelée surgénérateur d'utiliser aussi l'uranium 238, ce qui multiplie par plus de 100 le potentiel énergétique de nos réserves d'uranium, et permet en principe de produire en France de l'électricité nucléaire pendant des milliers d'années au rythme actuel rien qu'avec l'uranium 238 déjà stocké sur notre sol. La France a construit à Creys-Malville dans le Rhône le premier réacteur industriel au monde de ce type, Superphénix, d'une puissance de 1240 MW, qui a fonctionné de manière satisfaisante en 1996. Mais celui-ci a été fermé par décision politique du Gouvernement Jospin en 1997 puis démantelé. Depuis la Russie a construit sur les mêmes principes un RNR industriel, le BN-800, d'une puissance de 800 MW, en fonctionnement depuis 2016, et est en train de construire le BN-1200, de puissance 1200 MW, dont elle a prévu de produire de nombreux exemplaires. La France vient en 2025, donc près de 30 ans après la fermeture de Superphénix d'envisager à nouveau la construction de RNR.*
Pour un exposé pédagogique des principes de fonctionnement des réacteurs nucléaires, voir le petit ouvrage de Paul Reuss « Les étincelles du savoir : réacteurs nucléaires », 2025, éditions A vol d'oiseaux.
Rappel : *L'électricité est une forme d'énergie parmi bien d'autres. L'unité de quantité d'énergie est le joule (J). L'unité de débit d'énergie, c'est-à-dire sa puissance, est le joule par seconde (J/s), appelé watt (W). Ces unités sont extrêmement petites. On en utilise donc les multiples par mille : kilo (k) = mille, méga (M) = un million, giga (G) = un milliard, tera (T)= mille milliards, péta(P) = un million de milliards, exo (E) = un milliard de milliards.*
Le wattheure (Wh) n'est pas une puissance, mais une quantité d'énergie *: c'est la quantité d'énergie fournie ou consommée pendant une heure, soit 3600 secondes, par un dispositif de puissance 1 watt. Il vaut donc 3600 joules (J). Ce sont les électriciens qui l'utilisent le plus souvent, mais rien n'empêche de l'utiliser pour d'autres formes d'énergie. Il s'agit là aussi d'une petite quantité et on en utilise le plus souvent des multiples. Le kilowattheure (kWh), qui figure sur notre facture d'électricité, est celui qui est le plus souvent utilisé dans la vie courante. Il vaut 1000 wattheures, c'est-à-dire 3,6 millions de Joules (3,6 MJ).*