



L'efficacité des éoliennes

Préambule

L'article (0) de Michel LUNG « L'énergie éolienne » paru en mai 2006 dans les Plumes mérite d'être consulté. Même s'il demande quelques actualisations, tout est dit sur l'éolien. Il mettait déjà en évidence certaines failles de ce système de production électrique, notamment son intermittence et le surcoût important qu'il impose à la collectivité. Voir nota (a)

Introduction

Après l'engouement de ces vingt dernières années, produire de l'électricité avec seulement des éoliennes est depuis peu de plus en plus critiqué dans les médias. L'exemple allemand montre effectivement que le tout éolien conduit à un résultat inverse du but premier recherché : émettre le moins de CO₂ possible. En effet en 2022, selon les données d'ElectricityMaps, l'électricité allemande émettait 473 gCO₂e/kWh en moyenne alors que la France, elle, n'a pas dépassé les 90 gCO₂e/kWh. De plus, selon le site Allemagne-energies.com (1), au premier semestre 2023, le prix de l'électricité pour le ménage moyen allemand (41,25 cts€/kWh) a été nettement plus élevé (+ 78 %) que celui payé par le ménage français (23,17 cts€/kWh).

Nonobstant ce constat, la France poursuit son programme d'installation d'éoliennes contrainte par le coup d'arrêt du nucléaire dû à la loi d'août 2015 (qui prévoyait de limiter à 50 % la part de l'atome dans la production électrique) et ses engagements en particulier vis-à-vis de la Commission Européenne. Ainsi de nombreux projets de parcs éoliens, notamment en mer, sont prévus ou en cours de réalisation. Selon le site gouvernemental Vie-publique.fr (2), pour atteindre l'objectif de 20% de la production d'électricité de source éolienne en 2050, le parc éolien terrestre devrait compter 14 500 mâts. Fin 2022, 2 260 parcs éoliens sont raccordés au réseau en France. Cela représente 9 000 mâts pour une puissance totale de 20,9 GW, dont 0,5 GW en mer. Même s'il est plus complexe et plus coûteux à mettre en œuvre, le gouvernement mise sur la réalisation de 50 parcs offshore d'ici 2050. L'objectif de capacité de production électrique en mer est d'atteindre entre 5,2 et 6,2 GW en 2028 puis 40 GW en 2050, soit les 2/3 de la puissance nucléaire installée en France fin 2023. En effet, l'éolien offshore présente l'avantage de moindres contraintes d'occupation physique de l'espace et de plus grandes capacités de puissance.

Le site Vie-publique.fr annonce que l'éolien terrestre remplacera les éoliennes en fin de vie par des éoliennes de dernière génération plus performantes (éoliennes à pales plus longues dites "toilées").

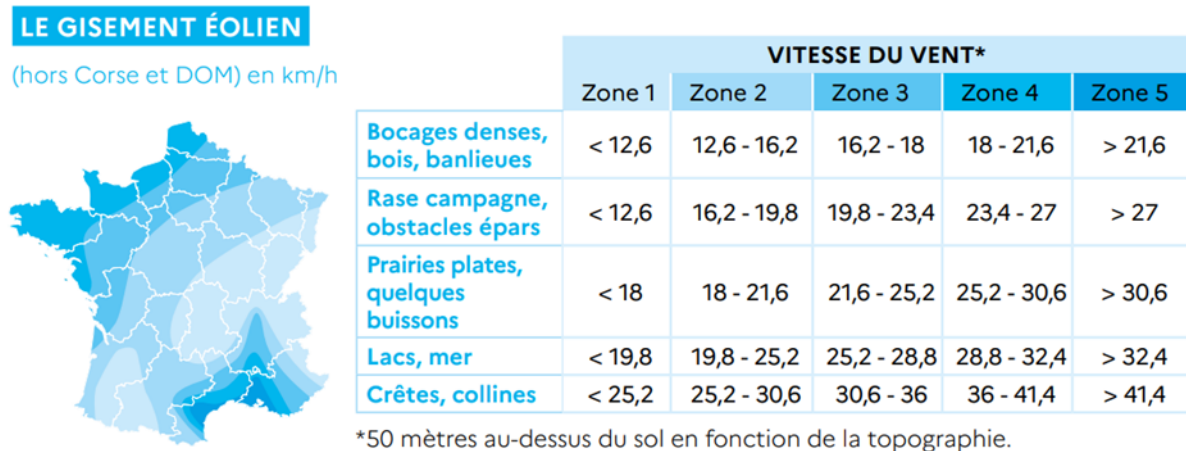
L'éolien actuel ne serait donc pas assez efficace ?

Répondre à cette question n'est pas simple car comme l'écrit l'ADEME dans son guide « Le défi éolien en 10 questions » (3) : l'efficacité d'une éolienne ne dépend pas que de sa puissance. Eh oui, comme aurait pu le dire le sapeur Camembert : ça dépend du vent... D'autres facteurs interviennent aussi.

Le vent

Cette ressource gratuite et non polluante a suscité un net emballement vis-à-vis de l'éolien. Mais le vent peut varier de façon importante en peu de temps et également beaucoup en fonction de l'implantation de l'éolienne.

Dans son guide (3) l'ADEME donne la carte ci-après du gisement éolien de la France hors Corse et DOM en précisant que la quasi-totalité des éoliennes sont installées sur des sites aux vitesses (moyennes) de vent supérieures à 20 km/h :



Le gisement éolien en France métropolitaine (source ADEME)

Il y a plus de vent en bordure de Manche qu'en Bourgogne. Et dans une même zone le tableau associé à la carte confirme qu'il vaut mieux implanter une éolienne sur une crête ou en mer que dans un bocage... A l'évidence le choix de l'implantation d'un parc éolien a une très grande importance vis-à-vis de sa production électrique.

La puissance incidente du vent traversant une éolienne est donnée par la formule :

$$P = \frac{E}{t} = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

Où P est la puissance éolienne incidente, E est l'énergie, t est le temps, ρ est la densité de l'air, v est la vitesse du vent, A est la surface (perpendiculaire à la direction du vent) balayée par les pales.

Cette puissance est proportionnelle à la surface balayée ce qui explique que les éoliennes sont de plus en plus grandes afin de capter le plus de vent possible. Elle est aussi proportionnelle au cube de la vitesse du vent ce qui explique qu'à partir du moment où elle démarre (vent de 10 à 15 km/h) elle atteint très rapidement sa puissance nominale (vent de 40 à 50 km/h).

Lorsque le vent est trop fort (90 km/h) l'éolienne doit se mettre en sécurité.

L'influence de la densité de l'air est relativement faible : une éolienne produit 3 % de plus d'électricité si, pour une même vitesse de vent, l'air est 10 degrés inférieur. A l'inverse, elle produira 3% de moins, à même température, si l'on s'élève de 400 mètres.

L'éolienne

Pour une vitesse de vent donnée, la puissance récupérable est bien inférieure à la puissance éolienne incidente.

D'abord, il existe une limite physique incontournable puisque l'air doit conserver une énergie résiduelle afin qu'il subsiste un écoulement. En 1919 le physicien allemand Albert Betz a démontré que la puissance maximale récupérable par une éolienne est égale à 59,3 % de la puissance incidente. Cette limite de Betz ($16/27$ plus précisément) correspond à une vitesse de vent aval égale au tiers de la vitesse du vent amont.

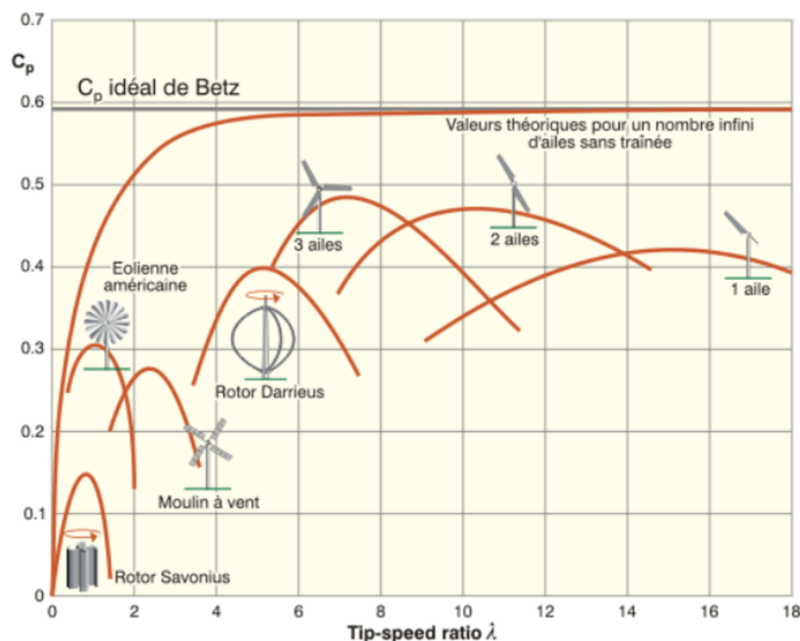
Ensuite, il faut tenir compte du rendement global de l'éolienne qui est le résultat des rendements propres aux différentes transformations aboutissant à la livraison de la production électrique. Voici ce que dit Wikipédia (4) :

- Hélice : $0,20 < \eta < 0,85$
- Le multiplicateur ou le réducteur : $0,7 < \eta < 0,98$
- L'alternateur ou la génératrice continue : $0,80 < \eta < 0,98$
- Le transformateur : $0,85 < \eta < 0,98$
- Le redresseur : $0,9 < \eta < 0,98$
- Les batteries : $0,7 < \eta < 0,8$
- Les pertes de lignes : $0,9 < \eta < 0,99$

« Les rendements de chaque élément varient avec le régime de fonctionnement lié à la vitesse de rotation de l'hélice, ce qui en dehors du régime nominal diminue encore le rendement global du dispositif, il semble difficile de dépasser 70% de la limite de Betz. »

Autrement dit : difficile de dépasser 42 % de l'énergie éolienne incidente.

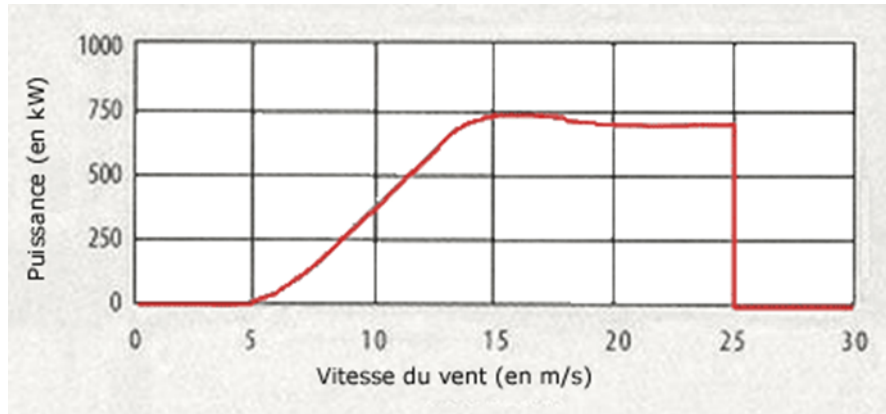
C'est quand même un honorable résultat, fruit d'énormes progrès comme l'illustre la figure ci-dessous (5) qui montre les courbes de rendement de différents types d'éoliennes en fonction du « tip-speed ratio » (TSR) en anglais. Ce facteur est le rapport entre la vitesse en bout de pale (induite par la rotation) et la vitesse du vent. Il montre une grande influence sur le rendement de l'éolienne.



Rendement de différents types d'éoliennes en fonction du TSR

Une comparaison qui illustre bien les progrès accomplis : les éoliennes actuelles ont un rendement deux fois plus élevé que nos vieux moulins à vent.

Les constructeurs d'éoliennes donnent une courbe normalisée de puissance électrique délivrée par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent. Par exemple (4) :



Exemple de courbe de puissance d'une éolienne

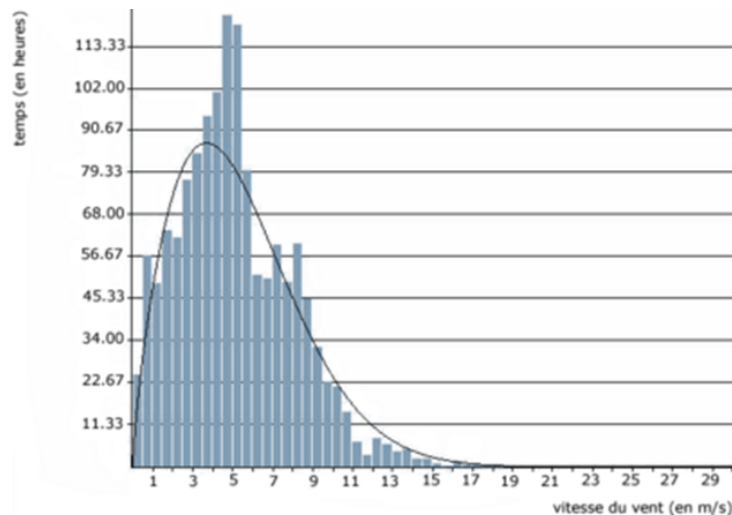
Comme une erreur de mesure de 3% de la vitesse du vent engendre une erreur de 9% du contenu énergétique du vent, une marge d'erreur de +/- 10% est possible, même dans les courbes de puissance certifiées (4).

On peut distinguer 4 parties sur cette courbe :

- de 0 à la vitesse de démarrage (ici 5 m/s soit 18 km/h) : la puissance de sortie est nulle, le vent n'est pas suffisamment important pour entraîner la rotation du rotor
- de la vitesse de démarrage à la vitesse nominale (ici 15 m/s soit 54 km/h) : la puissance de sortie augmente jusqu'à atteindre la puissance nominale (ici 750 kW)
- de la vitesse nominale à la vitesse de coupure (25 m/s soit 90 km/h) : la puissance de sortie est maintenue à la puissance nominale presque constante grâce à un dispositif de régulation
- après la vitesse de coupure : l'éolienne est mise à l'arrêt pour protection, la puissance de sortie est nulle.

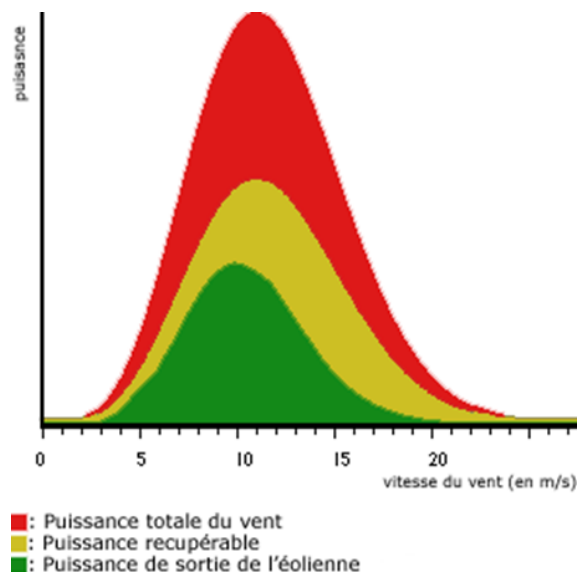
Le potentiel éolien d'un site

Pour un site donné les variations du vent sont décrites par une courbe dite de Weibull comme l'exemple donné ci-dessous (4). Elle est construite à partir des vitesses moyennes du vent constatées toutes les 10 minutes au moyen d'un anémomètre. Les valeurs obtenues sont alors réparties en différentes classes de vitesses de vent. Cette courbe exprime donc le potentiel énergétique d'un site en donnant la fréquence d'occurrence des différentes vitesses de vent.



Courbe de répartition de la vitesse du vent (courbe de Weibull)

En multipliant la puissance de chaque vitesse de vent par la probabilité d'occurrence de cette vitesse selon la répartition de Weibull, la distribution de l'énergie éolienne (en kWh/m²/an ou en W/m²) peut être calculée pour des vitesses de vent différentes. La courbe correspondante est appelée la densité de puissance. Voici ci-dessous un exemple (4) :



Densité de puissance du vent

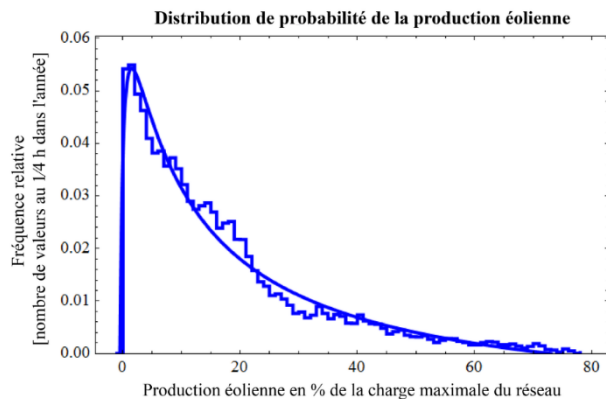
A noter que les vents forts, qui contiennent le plus d'énergie, influent beaucoup sur la puissance moyenne, bien qu'ils aient une faible probabilité. Ce constat est susceptible d'influer beaucoup dans le choix de l'éolienne. La tentation sera grande de privilégier des productions élevées mais peu fréquentes. Ce qui va encore renforcer l'aléatoire de la production éolienne.

La tendance est d'augmenter la dimension des éoliennes afin d'obtenir une puissance unitaire plus importante et une meilleure productivité. La densité de ces éoliennes surdimensionnées est alors diminuée ce qui peut être aussi intéressant. Mais en cas de remplacement d'éoliennes en gardant les implantations existantes l'effet de sillage (voir plus loin) sera augmenté.

La variabilité du vent

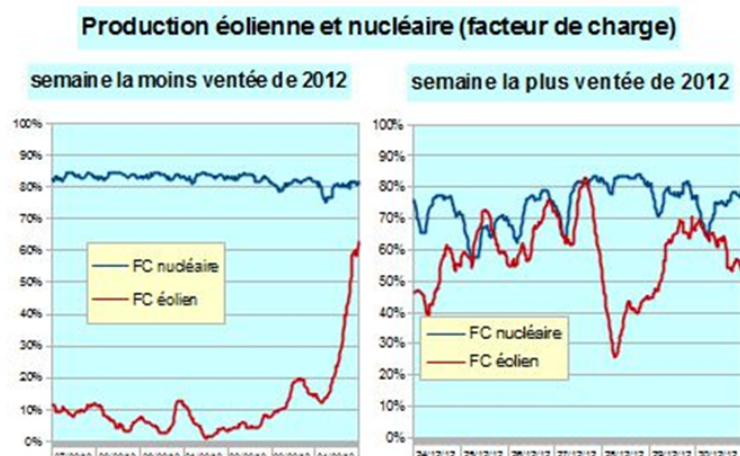
La force du vent est très variable. Aussi comme la production éolienne en dépend directement, cette dernière est très fluctuante et peu prévisible. Elle est souvent qualifiée d'intermittente ou encore d'aléatoire.

La courbe ci-dessous provenant de Wikipédia (6) montre la distribution de probabilité de la production éolienne en Allemagne en 2010. En abscisse : production éolienne en % de la charge maximale du réseau ; en ordonnée : fréquence relative (nombre de valeurs au quart d'heure dans l'année). On note la concentration des fréquences sur les faibles valeurs de production.



Distribution de probabilité de la production éolienne en Allemagne, 2010

Lors des épisodes de vent faible qui peuvent atteindre une semaine voire deux, il est nécessaire de disposer de moyens de production modulables (cycles combinés gaz, hydraulique, etc.), en plus de ceux destinés à satisfaire les hausses de la demande, afin de compenser la baisse de puissance fournie par les éoliennes. Ces moyens de production, à disposition, représentent théoriquement un parc installé équivalent à la puissance éolienne installée si le pays ne dispose pas par ailleurs d'une production de base (ou de celle de pays voisins interconnectés). Ainsi, l'Allemagne qui n'a plus de centrale nucléaire en fonctionnement a dû se doter de nouvelles centrales à charbon et de turbines à gaz. C'est ce qui explique les fortes émissions de CO₂ par kWh et le coût élevé de l'électricité (voir § Introduction) dans ce pays longtemps montré en exemple pour son développement éolien. Les courbes de production éolienne et nucléaire en France ci-dessous (6) illustrent bien la nécessité d'avoir une production électrique de base suffisamment importante (ou de pouvoir compter sur celle de ses voisins).



Les courbes ci-dessus montrent les productions éolienne et nucléaire françaises (facteur de charge) de la semaine la moins ventée (du 27 février au 4 mars 2012) et de la semaine la plus ventée (du 24 au 30 décembre 2012).

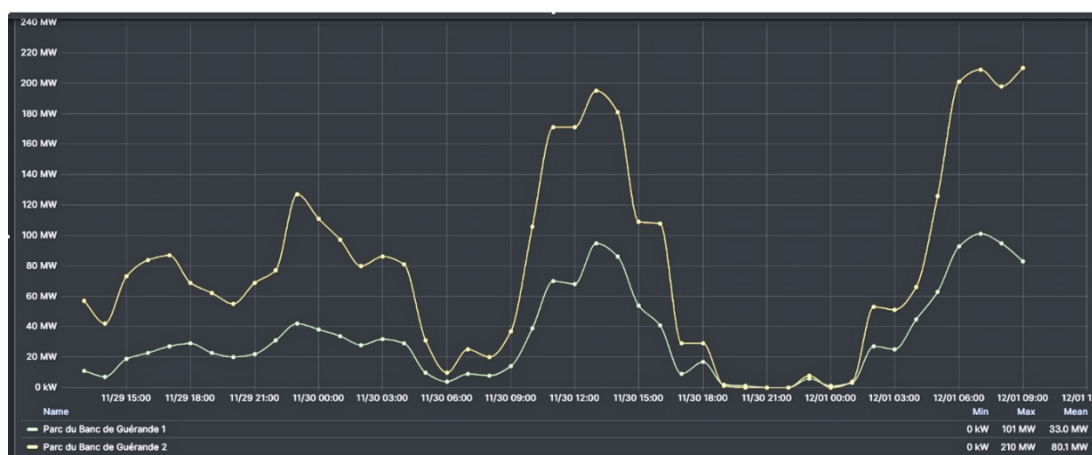
Afin de faciliter la comparaison des profils de ces deux énergies sur ces deux semaines extrêmes, les graphiques ci-dessus présentent les productions éolienne et nucléaire en pour cent de leur puissance installée respective. Ici en 2012, la production de base nucléaire n'a pas de mal à compenser le manque de production éolienne. C'est plus difficile aujourd'hui alors que la puissance éolienne installée fin 2024 atteint 40 % de la puissance nucléaire installée. D'autant plus que la puissance photovoltaïque installée, production électrique intermittente elle aussi, dépasse 37 %.

Serait-ce différent avec des éoliennes en mer ?

Eolien en mer

L'ADEME dans son guide (3) indique qu'elles produisent plus d'électricité que les éoliennes à terre car elles sont plus grandes et plus puissantes et les vents sont plus forts et plus réguliers. C'est sans doute cette affirmation qui a amené la France à se donner pour objectif d'atteindre une puissance installée en mer de 40 GW à l'horizon 2050.

Plus réguliers ? Le site (7) de Révolution Énergétique a publié un article intitulé : « Voici la vertigineuse intermittence du parc éolien en mer de Saint-Nazaire ». Dans cet article un lien permettait de consulter la production en temps réel de ce puissant parc de 480 MW. La capture au hasard de la production du 29/11 au 01/12 2023, montre clairement l'intermittence de l'éolien, même en mer.



Production électrique du parc de Saint-Nazaire du 29/11 au 01/12 2023

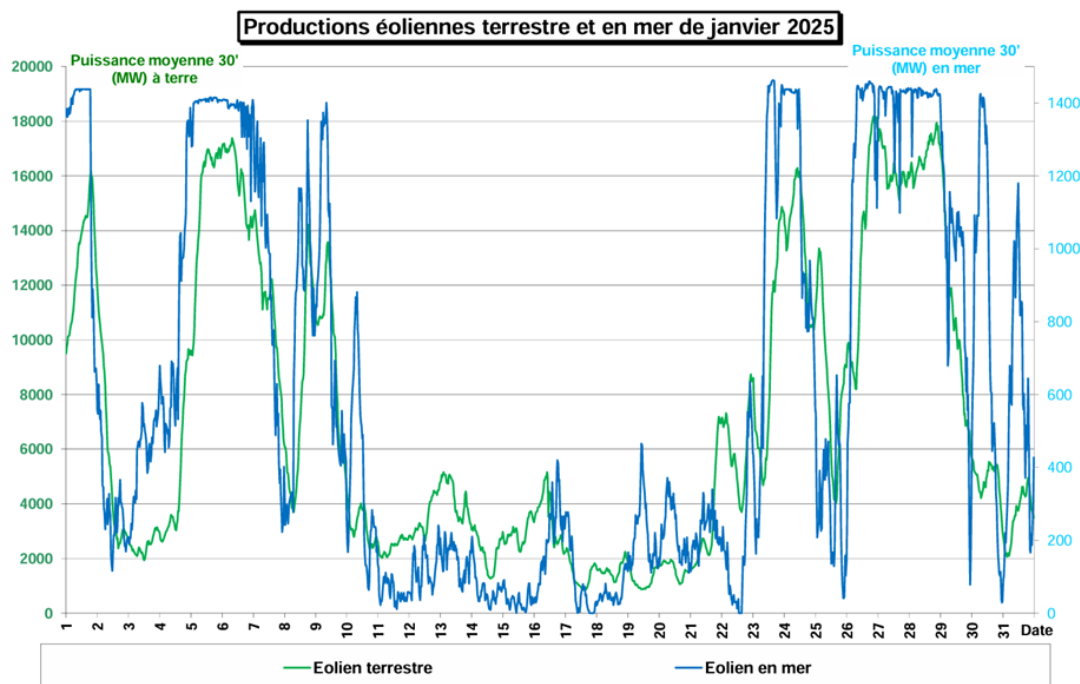
Ces courbes de production passent par des hauts et des bas en très peu de temps et ne montrent aucun plateau. Sauf lorsque les éoliennes sont à l'arrêt par manque de vent... Ainsi cet arrêt de production de 3 heures est encadré 6 heures avant et après par des pics de 80 % de la puissance installée du parc n° 2. Vertigineux !

Autre information donnée par ces courbes : sur ce laps de temps, le parc n° 1 de puissance installée identique au parc n° 2 a produit en moyenne moins de 30 % de la puissance produite par l'ensemble des deux parcs, alors qu'ils sont implantés dans la même zone. Sans doute est-ce là un bon exemple de l'effet de masque.

Foisonnement ou concomitance ?

Le site du Journal de l'Éolien (soutenu financièrement par l'ADEME) ne cache pas que l'éolien est une énergie variable et que « la gestion de la variabilité est fondamentale dans la gestion d'un système électrique qui doit assurer l'équilibre entre production et consommation ». Cependant, « cette variabilité (à l'échelle locale) est lissée à l'échelle régionale et, d'autant plus, à l'échelle nationale, du fait des trois régimes de vent indépendants présents sur le territoire français : océanique (Bretagne Centre-Val de Loire et Pays de la Loire), continentale (Alsace Champagne-Ardenne Lorraine) et méditerranéen (Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées) ». « Cette mutualisation est appelée foisonnement. Ce terme décrit la capacité de la production d'une zone climatique à compenser un excès ou un déficit de production dans une autre zone climatique ».

Nous avons ci-dessus l'exemple caricatural d'une explication non étayée qui laisse sous-entendre que l'éolien ne pose pas de problème puisqu'il y a toujours du vent quelque part pour compenser une production défaillante ailleurs. Voici ci-dessous les courbes des productions éoliennes de janvier 2025 en France données par le site du GAENA (b) à partir de données fournies par RTE (qui n'édite plus ce type de courbes sur son site) :



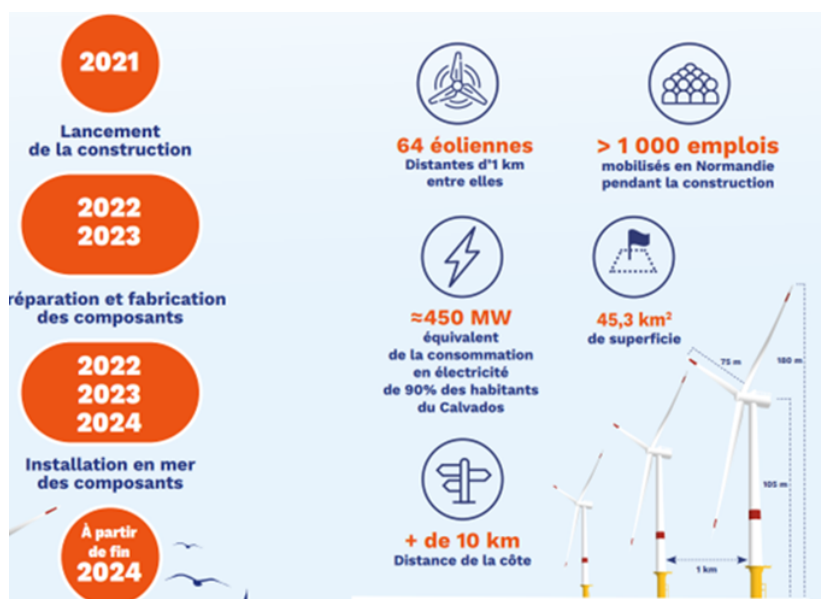
Ces courbes parlent d'elles-mêmes. La production éolienne de la région océanique que l'on peut considérer représentée par l'éolien en mer a globalement le même comportement que la production du reste de la France. A la vue de ces courbes il est évident de constater que la production d'une région ne peut pas compenser celle qui manque au même moment dans une autre. Les pics ou les manques de production électrique sont pratiquement concomitants.

On notera que ces courbes montrent également que même avec un parc éolien en mer nettement plus important, la production électrique d'origine éolienne n'aurait pas dépassé en moyenne 10 % de sa puissance installée pendant plus de 10 jours consécutifs.

Les informations orientées

De ce qui précède, pour un esprit cartésien, le constat est clair : l'éolien n'est pas une solution viable à elle seule ; sauf à accepter de se priver d'électricité à l'improviste et pendant des périodes plus ou moins longues. L'opinion du citoyen qui ne va pas chercher ces données est influencée par les informations orientées fournies par les sites, souvent publics, promoteurs de l'éolien et qui sont reprises dans les journaux sans analyse critique des journalistes.

Ainsi le site présentant le projet du parc éolien en mer du Calvados au large de Courseulles dont une partie de la présentation figure ci-dessous. Il indique : « La production envisagée du parc permettra de couvrir l'équivalent de la consommation domestique en électricité de plus de 630 000 personnes, soit plus de 90 % des habitants du Calvados ».



Présentation du parc éolien du Calvados

Bien sûr le site ne précise pas que cette production envisagée (placée judicieusement juste sous la puissance installée du site éolien (450 MW), représente en fait moins de la moitié de la consommation de ce département (4,17 TWh) ni que la production électrique de ce parc peut être très faible (et même nulle) pendant plusieurs heures voire plusieurs jours par manque de vent et qu'alors un autre type de production électrique doit se substituer à cette carence. Il n'indique pas non plus que cette production envisagée est basée sur un facteur de charge de 44 %. Ce qui est très optimiste comme nous le verrons ci-après.

Le facteur de charge

Le facteur de charge correspond au ratio entre la quantité réelle d'énergie produite sur une année et la production théorique maximale d'une éolienne fonctionnant à pleine puissance à plein temps pendant la même durée. C'est ce ratio qui mesure réellement l'efficacité d'une éolienne. Ramené au niveau d'un parc ou d'un pays ce ratio mesure factuellement l'efficacité de production éolienne du parc ou de la totalité des installations d'un pays.

Pour reprendre l'exemple du Calvados : sachant que la consommation résidentielle du département est 1,91 TWh d'après les données EDF, la consommation de 90 % des habitants correspond donc à $1,91 \times 0,90 = 1,72$ TWh. La production annuelle théorique du parc est égale à $450 \text{ MW} \times 8760 \text{ h} = 3,94$ TWh. Le facteur de charge calculé est donc égal à $1,91 \times 0,9 / 3,94$ soit 0,44 donc 44 %.

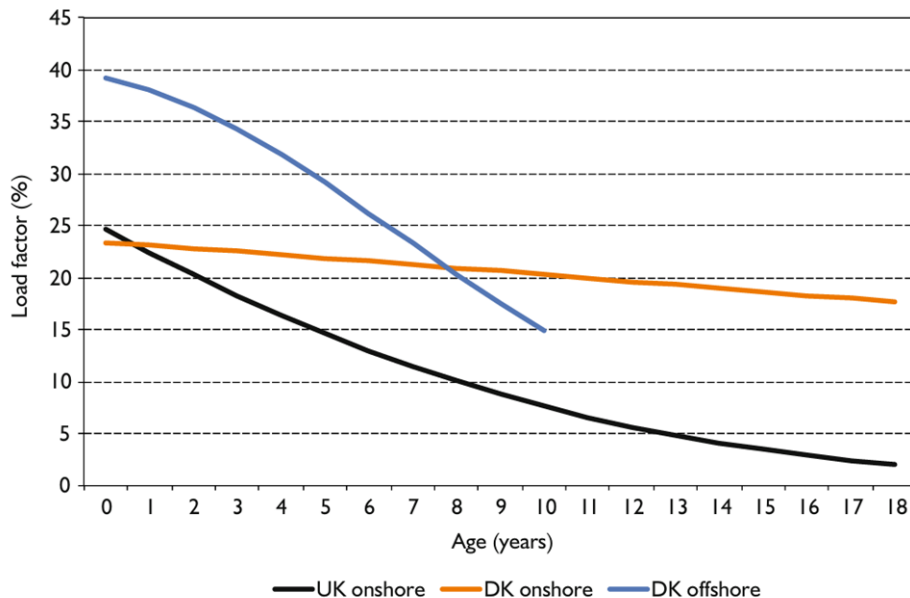
Wikipédia (6) indique que les nouveaux modèles d'éoliennes peuvent atteindre un facteur de charge de 30-35 % à terre et 35-55 % en mer. Relativement aux facteurs de charges annuels moyens constatés pour les parcs éoliens nationaux on trouve les informations suivantes :

En 2015 20,7 % en Allemagne pour l'éolien terrestre et 36,9 % pour l'éolien en mer du Nord, En 2016 23,6 % au Royaume-Uni pour l'éolien terrestre et 36 % pour l'éolien en mer, Et, selon les années en France métropolitaine 21,6 % à 26,3 % pour l'éolien terrestre.

Les données RTE montrent effectivement que le facteur de charge moyen de l'éolien terrestre dépasse rarement 25% (26,2 % en 2023 mais 22,1 % en 2022). Pour l'éolien en mer il en est de même : les valeurs atteintes sont bien inférieures aux valeurs annoncées par les constructeurs d'éoliennes et celles prévues par les promoteurs des parcs éoliens. En 2023, le parc de St Nazaire, dans sa première année de fonctionnement, a réalisé un facteur de charge moyen annuel de 35%. Concernant l'année 2024, le GAENA (b) donne les valeurs suivantes : 21,1 % pour l'éolien terrestre, 21,7 % pour l'ensemble de l'éolien et seulement 30,6 % pour l'éolien en mer. Bien loin du facteur de charge de 44 % attendu, comme nous l'avons vu ci-dessus, pour le parc en mer du Calvados.

La production réelle est inférieure à l'attendu

L'optimisme des promoteurs les a sans doute amenés à négliger certains phénomènes qui par effet d'addition expliquent l'importante différence constatée entre les performances annoncées et les performances réelles. A ce propos, le blog (8) de Fabien Bouglé se montre très critique. Il part d'un constat paradoxal : malgré une augmentation de la puissance éolienne installée la production stagne voire diminue. Ainsi en France malgré une augmentation de la puissance installée passée de 17,6 GW en 2020 à 20,6 GW en 2022, la production électrique des éoliennes terrestres sur la même période a diminué : de 37,9 TWh en 2020 elle est passée à 37,5 TWh en 2022. « Malgré une augmentation de 17% de la puissance éolienne, on a eu une baisse de 1% de production. » constate-t-il. Et faisant référence à une étude de Gordon Hughes, professeur d'économie de l'université d'Édimbourg (9) il signale que le facteur de charge pour les parcs éoliens terrestres britanniques atteint son pic de production de 24 % au bout d'un an et qu'il chute progressivement à 15 % à dix ans puis 11 % à quinze ans. Certes cette étude date de 2012 mais elle interpelle. D'autant plus qu'en y regardant de plus près on trouve des résultats pires encore. En effet ces précédentes valeurs proviennent d'une courbe qui ne prend pas en compte la puissance installée de chaque parc éolien. Les courbes de la figure ci-dessous tiennent compte, elles, des puissances installées de chaque parc.



Dégradation des performances éoliennes en fonction de l'âge des parcs
- puissance installée prise en compte (9)

La courbe relative aux parcs éoliens terrestres britanniques montre une dégradation des performances incroyable : de presque 25 % initial le facteur de charge chute à 15 % à 5 ans, 8 % à 10 ans puis 4 % à 15 ans ! Heureusement que la figure montre aussi l'évolution de l'éolien terrestre du Danemark pour lequel la décroissance du facteur de charge est moins catastrophique : de presque 24 % initialement le facteur de charge décroît à un peu plus de 20 % à 10 ans puis à encore 18 % à 15 ans. On notera que la dégradation de l'éolien offshore du Danemark est aussi très rapide : le facteur de charge est divisé par deux en huit ans et demi, passant de 38 % à 19 %. A dix ans le facteur de charge de l'éolien offshore du Danemark était descendu à 15 %. Inquiétant !

Dans ses publications de 2020 Gordon Hughes ne remet pas en cause les résultats de ses études de 2012. Il les explique en montrant que les éoliennes de faible puissance (inférieure à 1 MW, la règle jusqu'au début des années 2000), sont plus fiables que les éoliennes plus puissantes (puissance supérieure à 2 MW, devenue standard à partir de 2005) et donc que les éoliennes offshore. Ces dernières, initialement de puissance jusqu'à 3,6 MW, atteignent et dépassent maintenant 6 MW (6 MW pour le parc de St Nazaire, 7 MW pour le parc du Calvados) et bientôt 13 MW pour le parc de Dunkerque.

Explications du déclin de la production

L'examen des quatre raisons données par Fabien Bouglé nous a amené à les développer et à en découvrir d'autres.

Le vieillissement des éoliennes

Les éoliennes, comme tout équipement mécanique, sont sujet à des pannes et à usure. C'est ce que Gordon Hughes dit dans son étude de 2020 sur l'éolien du Danemark.

Les pannes peuvent être plus ou moins graves : de la panne majeure qui entraîne de grosses réparations à la petite défaillance. Dans les deux cas, la production électrique est suspendue jusqu'à ce que la réparation soit effectuée. Le long des routes, il est fréquent de voir une ou plusieurs éoliennes à l'arrêt alors que les autres fonctionnent.

Il peut y avoir aussi des défaillances sur les lignes ou les sous-stations électriques. Gordon Hughes révèle que 80 % des éoliennes offshore connaissent une panne majeure ou une défaillance dans leurs huit premières années contre 20 % pour les petites éoliennes onshore.

L'usure fait aussi son office et la production de l'éolienne décroît dans le temps. L'usure des pales va affecter le rendement aérodynamique, d'autres effets vont également réduire les performances mécaniques ou électriques.

Pour les petites éoliennes il semblerait que le déclin de production soit contenu par l'amélioration des pratiques d'exploitation et de maintenance. Les résultats de son étude de 2020 diffèrent peu de ceux de son étude de 2012. Par contre le déclin de la production des éoliennes plus puissantes, au-delà de 2 MW, est beaucoup plus significatif : 3 % annuellement pour les éoliennes onshore et 4,5 % pour les éoliennes offshore. Ainsi à 16 ans une éolienne onshore ne produit plus que 63 % de la production de sa première année et 50 % pour une éolienne offshore. Avec en parallèle des coûts de fonctionnement qui croissent dans les mêmes proportions. A tel point que Gordon Hughes juge qu'au-delà de 16 ans le maintien en fonctionnement d'une éolienne ou d'un parc éolien n'est plus financièrement intéressant.

Les meilleurs gisements de vent ont été pris en premier

La production actuelle des éoliennes tient compte du fait que les premières éoliennes ont été installées sur les sites les plus ventés et potentiellement les plus productifs. Les nouveaux parcs qui doivent s'installer sur des sites moins ventés ont donc une perspective de productivité beaucoup plus faible que les précédents. Ce qui ne va pas dans le sens d'une amélioration du facteur de charge global de la production éolienne.

Justement, comme beaucoup de parcs ont atteint ou vont atteindre la date fatidique de 15 ans à partir de laquelle ils sortent des mécanismes de rachat d'électricité noués avec l'Etat, la tentation va être grande pour renouveler ces parcs avec des machines plus puissantes permettant à la fois de produire plus et bénéficier à nouveau des aides de l'Etat. C'est donc une aubaine pour les développeurs qui cherchent à minimiser leurs coûts de production. Ils ne vont pas manquer cette occasion pour candidater aux appels d'offres de l'Etat, ouverts sans distinction aux parcs éoliens rénovés et aux installations nouvelles.

Depuis 2023 c'est en moyenne, un gigawatt de capacité de production électrique éolienne qui doit sortir des tarifs de rachat garanti par l'Etat chaque année. Ce qui correspond aux deux tiers des capacités nouvelles mises sur le marché chaque année !

Ce n'est pas anecdotique pour la production éolienne et surtout les finances de l'Etat !

L'effet sillage

Le vent, après avoir traversé une éolienne, perd en énergie cinétique, car l'éolienne en capte une partie importante (près de 50 % au pic de son rendement, sans tenir compte du mât). La production des éoliennes situées derrière, sous le vent, va inévitablement en subir les conséquences. Et ceci, d'autant plus qu'elles en sont proches. Wikipédia indique qu'à une distance d'environ 200 mètres derrière une éolienne de 80 mètres de diamètre, la vitesse est diminuée d'environ 35% pour des vents inférieurs à 40 km/h. Pour la même éolienne la diminution de vitesse de vent est de l'ordre de 10% à environ 800 mètres.

La distance entre les éoliennes installées étant de 5 à 9 fois leur diamètre dans la direction des vents dominants, et de 3 à 5 fois le diamètre du rotor dans la direction perpendiculaire, il est clair que ce phénomène physique a une incidence non négligeable sur la production électrique d'un parc éolien. C'est **l'effet de parc**.

Toujours selon Wikipédia, l'effet de parc pourrait entraîner une diminution de la production d'énergie d'environ 5 à 10 % par rapport à ce qui serait produit dans des conditions idéales sans effet de parc.

Mais ce n'est pas tout car un parc éolien, surtout s'il est de grande capacité, peut avoir une influence négative sur un autre et cela d'autant plus qu'il est proche. Des think-tanks allemands indiquent que la productivité de futurs parcs en mer du nord peut être diminuée de façon importante, jusqu'à 25 % (10).

Il n'est pas étonnant que la justice ait de plus en plus de contentieux à traiter. Un exploitant qui s'estime lésé par l'installation d'un concurrent voisin va alors tenter contre ce dernier une « action en indemnisation ».

La baisse des régimes de vent en Europe

Fabien Bouglé documente cette quatrième raison en faisant d'abord référence à une étude de 2022 de l'Institut Copernicus organisme de la Commission européenne. Cette étude montre que l'Europe a connu un record historique de baisse des vents en 2021. En effet depuis 1979, l'Europe n'avait jamais connu une baisse aussi notable des vents. L'étude donne les écarts par rapport à la moyenne 1991 - 2000 en pourcentage par pays. Ainsi les cinq pays avec les plus grandes anomalies négatives étaient l'Irlande (le plus négatif à -8%), le Royaume-Uni, la Tchéquie, le Danemark et l'Allemagne (-5,7%). Ces anomalies en vitesses de vent se traduisent bien sûr en anomalies de facteur de capacité théorique de production électrique de 15 % pour l'Irlande et 13 % pour l'Allemagne en onshore et respectivement 13% et 9 % en offshore. Fabien Bouglé fait remarquer que les pays les plus impactés sont ceux qui ont le plus investi dans l'éolien...

Faut-il s'en inquiéter ? Lorsque l'on regarde les anomalies de vitesse de vent pour ces pays sur la période 1979 - 2021 elles se retrouvent aussi à la hausse une autre année. Cette étude ne montre pas une baisse continue en 43 ans. Mais elle met en évidence que les vitesses moyennes de vent et en conséquence les productions électriques peuvent fortement varier d'une année à l'autre.

Fabien Bouglé fait également référence à un atlas interactif publié par le GIEC, s'inquiétant des baisses de vent prévues par cet organisme pour l'Europe. Si la carte aboutissant au lien donné montre du bleu très foncé sur l'Europe, les chiffres correspondants ne sont pas trop catastrophiques. En effet les prévisions donnent des baisses de 2,2 % pour l'objectif de limite réchauffement climatique de 2 °C, à 3,4% pour un réchauffement hypothétique de 4 %. Les pourcentages ci-dessus correspondent aux valeurs médianes des baisses.

Les arrêts de production volontaires

Outre les arrêts pour manque de vent (12 km/h), vent trop fort (90 km/h) ou encore travaux sur l'équipement ou le réseau, les éoliennes peuvent aussi être bridées ou arrêtées temporairement pour réduire le bruit ou pour protéger la biodiversité (migrations d'oiseaux, reproduction de chauves-souris...). Une nouvelle raison d'arrêt, peu médiatisée, trouvée néanmoins sur le site d'Engie green est « les contraintes du réseau électrique ». Comme l'explique le site : « les éoliennes peuvent être mises à l'arrêt pour éviter une surcharge électrique. En effet, un surplus de production électrique n'est pas une bonne chose, il vaut donc mieux arrêter les machines ! ». D'autant plus que l'Etat encourage financièrement ces cas d'arrêts. Voir nota (c)

Ce raccourci mérite des explications car avec la poursuite effrénée du développement de l'éolien (et du solaire) les arrêts volontaires de ce type ont toutes les chances de se multiplier à l'avenir. C'est inéluctable comme l'explique la tribune de Georges SAPY de Sauvons le climat (11) en se basant sur des études de RTE – AIE et de EDF. En effet l'intégration croissante de sources d'électricité excessivement variables et intermittentes comme l'éolien et le photovoltaïque, impacte profondément le fonctionnement des réseaux. D'abord, cette variabilité, rarement corrélée aux besoins, se cumule en effet à celle de la consommation. Ce qui conduit à une variabilité globale très supérieure à celle de la seule consommation dès que

leur taux d'intégration dans les réseaux devient notable. Ensuite, ces sources d'électricité ne sont plus couplées au réseau de manière synchrone comme les alternateurs, mais via des onduleurs électroniques de puissance qui ne permettent pas à ce jour de « former » le réseau en fréquence f et en tension U . Si trop d'onduleurs, sans inertie mécanique, se substituent aux alternateurs des productions pilotables, il arrive un moment où le nombre d'alternateurs n'est plus suffisant pour assurer de façon sûre ces deux fonctions vitales pour le réseau.

La limite donnée par l'étude de référence d'EDF et non remise en cause à ce jour est de ne pas dépasser un taux d'intégration d'électricité variable et intermittente d'environ 40 % en valeur moyenne annuelle. Si ce taux peut aller jusqu'à environ 70 % pour un réseau fortement chargé et avec beaucoup d'alternateurs, il est limité à environ 25 % pour un réseau peu chargé et avec peu d'alternateurs et de récepteurs tournants (moteurs) couplés directement au réseau. Voir nota (d). Comme le taux réel actuel d'intégration d'électricité variable et intermittente sur la plaque européenne est d'environ 30 % en moyenne annuelle, cela veut dire qu'il peut y avoir déjà des problèmes qui peuvent être réglés par de petits écrêtages. Dans quelques années, avec le raccordement des nombreux projets éoliens et photovoltaïques prévus, les problèmes vont s'intensifier et ces productions électriques variables et intermittentes devront être profondément écrêtées de plus en plus souvent.

Bilan technique et financier

Au final, les éoliennes arrivent à restituer en électricité de 25 % onshore à 33 % offshore de leur puissance installée. Cela peut paraître faible mais à y réfléchir, c'est plutôt un exploit d'obtenir de tels résultats à partir d'un élément que l'on ressent si peu sauf lors des tempêtes. Comme cette énergie est gratuite, il est tentant de se dire qu'en augmentant suffisamment le nombre d'éoliennes, la couverture de nos besoins en électricité peut être atteinte sans avoir besoin des centrales nucléaires. Comme l'a annoncé possible l'ADEME dans son « étude » aux accents militants (voir nota (e)) de 2015 : « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 » (63% provenant de l'éolien et 17 % du photovoltaïque). Pourtant le nucléaire est un moyen de production électrique bien moins émetteur de CO₂ que l'éolien et le photovoltaïque. Las, les rêves deviennent rarement des réalités. Et comme nous l'avons vu ci-dessus de nombreux obstacles techniques s'y opposent. Ainsi même avec des taux d'intégration d'EnRi beaucoup plus faibles, il faut ajouter de lourds investissements afin de rendre acceptables par le réseau électrique les flots d'énergies aléatoires des EnRi. Sans compter le coût des moyens de production complémentaires qui sont nécessaires pour assurer les besoins des utilisateurs quand l'éolien et le solaire ne produisent plus.

Ainsi la commission d'enquête du Sénat dont les conclusions ont été présentées à la presse le 4 juillet 2024 indique clairement que « la présence d'éolien et de photovoltaïque dans le mix électrique augmente le coût de production moyen du système » et informe qu'Enedis et RTE prévoient d'investir pour le réseau 200 milliards d'Euros d'ici 2040 ! Par ailleurs cette commission met en cause (« une régulation largement dysfonctionnelle ») l'ARENH (accès régulé à l'électricité nucléaire historique) ainsi que « les dispositifs de soutien massifs et discutables pour le développement des énergies renouvelables ».

Dans sa lettre du 30 septembre 2024 au Premier Ministre « suggestions d'économies liées à notre politique énergétique » (12) Jean-Luc Salanave de l'ARSCA signale que la France a déjà engagé plus de 200 milliards d'euros en subventions et soutiens aux EnR. Il précise aussi que le dispositif ARENH « a spolié les consommateurs français » et coûté « plus de 15 milliards d'euros de manque à gagner à EDF selon la Cour des Comptes ». Voir nota (f).

Si le développement des EnR continue en France au rythme annoncé, le surcoût pour le pays va donc dépasser rapidement les 400 milliards d'Euros annoncés ci-dessus ! Cette dépense correspond à la construction de 40 EPR2 !

Et maintenant ?

Stop ou encore ? Comment en est-on arrivé là ? Comment expliquer les prises de décision ayant conduit à cette impasse ? Pourquoi les gouvernements successifs n'ont pas détecté le problème et pris les dispositions nécessaires pour arrêter cette dérive ?

Pourtant des voix de scientifiques se sont élevées et des études ont été produites depuis des décennies pour alerter sur les effets négatifs du développement à outrance des EnR et en particulier de l'éolien. Ainsi en 2014, Jean-Pierre Pervès de l'association Sauvons le Climat a produit un article bien documenté (13) sur les « inconvénients majeurs de l'éolien ». Il mettait notamment en exergue une faible productivité, une variabilité « extrêmement violente », une production non liée aux besoins et un coût élevé surtout pour l'éolien en mer. Il rajoutait : « La baisse à 50% de la contribution du nucléaire en 2025, comme ordonnée par le gouvernement, aura pour conséquence une augmentation forte de l'usage du gaz et des émissions de CO2 du secteur électrique... ».

Et il y a eu la crise électrique de 2022 (14) qui a donné raison aux lanceurs d'alerte et permis une prise de conscience des Français.

Suite au problème de sûreté découvert à l'automne 2021 (corrosion sous contrainte de tuyaux d'injection de sécurité et de refroidissement des réacteurs), EDF a dû arrêter 10 réacteurs pour réparation, ce qui a diminué de près de 10 GW la puissance générée en moyenne sur 2022. Dans un contexte de prix élevé du gaz, le prix de l'électricité s'est envolé surtout pour les entreprises. Cependant, même si les particuliers ont été épargnés grâce au bouclier tarifaire mis en place, les médias ont sensibilisé le public sur le risque de pénurie par de nombreux appels pour que chacun réduise sa consommation électrique. Le consommateur a alors commencé à prendre conscience que sans production nucléaire suffisante la France pouvait se retrouver à tout moment sans électricité.

Le 10 février 2022, à Belfort, Emmanuel Macron annonce la construction de six EPR 2, en ouvrant une option pour huit réacteurs supplémentaires ! Après avoir continué la politique énergétique précédente au détriment du nucléaire, le Président décide donc d'entamer un nouveau grand programme nucléaire. De plus, il fait connaître sa décision de ne plus fermer aucun réacteur capable de produire en toute sûreté (comme cela a été fait à Fessenheim).

A ce jour ces décisions présidentielles n'ont pas été remises en cause et les conclusions de la commission d'enquête sénatoriale évoquée ci-dessus vont même plus loin. Ainsi le rapport demande de construire 14 nouveaux réacteurs EPR2 et de prolonger les centrales actuelles au-delà de 60 ans. Il demande également de revenir à un déploiement raisonnable et équilibré des énergies renouvelables et d'expertiser les programmes colossaux d'investissements dans les réseaux présentés par Enedis et RTE. Il demande en plus de préparer l'avenir en relançant la recherche sur les réacteurs à neutrons rapides (RNR).

Ce sont donc d'excellentes nouvelles pour garantir notre sécurité d'approvisionnement électrique, une décarbonation efficace de l'économie, et la réindustrialisation du pays. Mais aujourd'hui il reste beaucoup de chemin à faire. Si la décision de relancer la construction de nouvelles centrales nucléaire est bien prise et gravée dans la loi du 22 juin 2023 relative à l'accélération du nucléaire, les autres préconisations de la commission sénatoriale n'ont toujours pas été transformées en décisions de la part de l'Etat.

Aujourd'hui la France va-t-elle en même temps poursuivre le développement effréné des EnR et en particulier de l'éolien quoiqu'il en coûte ?

C'est ce que prévoit le projet de PPE 3 mis en concertation publique fin 2024.

Conclusion

Nous avons repris celle de Michel Lung dans son article (0) de 2006 : « Si l'on s'en tient à la France continentale, l'éolien industriel n'a pas de justification économique... Le développement de l'énergie éolienne n'est dû qu'à une politique artificielle de subventions, coûteuse pour le consommateur, poussée principalement par les opposants au nucléaire qui le présentent à tort comme une alternative à celui-ci. »

Notas :

(a) _ La Commission Energie et Environnement s'est à plusieurs reprises penchée sur le sujet des énergies renouvelables et en particulier de l'éolien. Outre l'article remarquable de Michel Lung, rappelons que la Commission avait organisé pour les Aramis une conférence sur les éoliennes. C'était le 9 novembre 2011, à la Salle Paul Gauguin de Montigny-le-Bretonneux. Le compte-rendu, bien documenté, de cette conférence se trouve dans les Plumes n° 52 de décembre 2011. Il peut être consulté sur le site de l'ARA en référence (0).

(b) _ Le site du GAENA – ARCEA : <http://www.energethique.com/> permet de consulter l'ensemble des statistiques diffusées depuis 2012 (Fonds documentaire « Statistiques de production d'électricité »). Ce site propose aussi de consulter de nombreuses fiches et articles en rapport avec l'énergie et le nucléaire. Le GAENA (Groupe Argumentaire sur les Energies Nucléaire et Alternatives) fait partie de l'ARCEA (Association des Retraités du CEA). Par ailleurs, ceux qui veulent suivre la production d'électricité en France au jour le jour par les différents moyens de production peuvent consulter le site de RTE : <https://www.rte-france.com/eco2mix/la-production-delectricite-par-filiere>
Pour voir la contribution CO2 de la production électrique par pays consulter le site : <https://app.electricitymaps.com/map/72h/hourly>

(c) _ Effectivement, il y a une raison supplémentaire à arrêter les éoliennes : pour des installations réunissant un certain nombre de conditions, au-delà des 20 premières heures consécutives ou non de prix spot strictement négatifs pour livraison le lendemain, une éolienne qui ne produit pas pendant les heures de prix négatifs reçoit un complément de rémunération égal à 35% du tarif de référence. (Arrêté du 6 mai 2017, Annexe II-7). Comme les heures de prix négatifs sont de plus en plus nombreuses du fait du développement des ENR, les exploitants ont tout intérêt à arrêter leurs machines pendant ces périodes. Ce surcoût n'est évidemment jamais pris en compte quand on parle du coût de l'électricité produite par les éoliennes. Rappelons que la cause de prix négatifs est dû à l'afflux sur le marché d'un excédent de production électrique dû à un surplus d'électricité renouvelable qui ne peut pas être stocké.

(d) _ Cela peut paraître étonnant : un moteur couplé (branché de façon synchrone) au réseau électrique participe à l'inertie de ce dernier. L'inertie du rotor du moteur se rajoute à l'inertie globale du réseau. Mais il y a de moins en moins de moteurs vraiment couplés au réseau. Pour augmenter l'inertie du réseau européen l'ENTSO-E ne voit que deux solutions : soit en maintenant des turbo-alternateurs couplés en permanence au réseau, soit en ajoutant un grand nombre de « compensateurs synchrones » qui sont en fait des alternateurs qui apportent l'inertie de leur rotor sans fournir de couple moteur. Au sujet des limites d'insertion des énergies intermittentes dans le réseau électrique, la fiche argumentaire du GAENA/ARCEA « L'équilibre du réseau électrique », consultable sur leur site (b) apporte beaucoup d'éléments de compréhension.

(e) _ Aujourd'hui l'ADEME écrit : « Il s'agit d'une étude scientifique à caractère prospectif et exploratoire et non pas d'un scénario politique » mais reconnaît que : « ... grâce à une division

par 2 de la consommation énergétique et à un déploiement massif des énergies renouvelables : ces deux éléments ont nourri les objectifs fixés par le président de la République puis adoptés par le parlement dans la Loi sur la Transition énergétique en faveur de la croissance verte ». De fait cette loi de 2015 a eu parmi ses objectifs de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025... En tout cas il paraît scandaleux, qu'un établissement public sensé éclairer « l'ensemble des acteurs par une expertise reconnue » (selon son site internet) publie un tel rapport sans émettre de réserve. Et aussi qu'un gouvernement suive ces prospectives utopiques sans tenir compte des alertes et rapports de spécialistes. Rappelons que l'étude de référence EDF sur les limites d'intégration des ENRi dans le réseau électrique a été publiée en juin 2015 par EDF R&D.

(f) _Le dispositif ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) se traduit par la mise à disposition des fournisseurs alternatifs d'un volume de 100 TWh par année calendaire au prix fixé depuis 2012 à 42 € HT/MWh. Le prix spot sur les marchés de l'électricité est souvent supérieur à ce prix. Ainsi en 2023, le prix Spot moyen de l'électricité en France a été de 97 €/MWh. Les dizaines de nouveaux "fournisseurs alternatifs" en ont bien profité et ont ainsi pu prendre à EDF plusieurs millions de clients.

Références :

(0) : [ARA-SGN-EW | Association des retraités de SGN, Orano projets et EW](#)

Entrée des Aramis / Energies-environnement / 4 Énergies renouvelables / 4.3 Eolien

(1) : [Bilans énergétiques : Comparaison Allemagne et France – Allemagne Energies \(allemagne-energies.com\)](#)

(2) : [L'éolien : état des lieux et axes de développement | vie-publique.fr](#)

(3) : [Le défi éolien en 10 questions \(cnr.tm.fr\)](#)

(4) : [Étude théorique d'une éolienne - Wiki Éolienne \(f4jr.org\)](#)

(5) : [Rendement des éoliennes – Energie Plus Le Site \(energieplus-lesite.be\)](#)

(6) : [Énergie éolienne — Wikipédia \(wikipedia.org\)](#)

(7) : [Voici la vertigineuse intermittence du parc éolien en mer de Saint-Nazaire \(revolution-energetique.com\)](#)

(8) : [Eoliennes : le fiasco de la chute de leur production malgré leur multiplication ! - Article de blog - 27-06-2023 - Énergie - Factuel Media. Les faits sont têtus, nous aussi.](#)

(9) <https://www.ref.org.uk/attachments/article/280/ref.hughes.19.12.12.pdf>

(10) [L'effet de sillage peut jouer entre les parcs - Journal de l'Éolien \(journal-eolien.org\)](#)

(11) [Limites d'intégration d'ENR non pilotables dans les réseaux \(sauvonsleclimat.org\)](#)

(12) [2024-09-30 lettre JLS au 1erMinistre pour réduire les dépenses énergétiques.pdf - Google Drive](#)

(13) [Les éoliennes : un rendement faible et une dynamique de production difficile à gérer : pourquoi \(sauvonsleclimat.org\)](#)

(14) [Solde énergétique en 2022 : la crise de la production électronucléaire survenue au pire moment | Banque de France](#)