

Limites de l'intégration des productions d'électricité intermittente

Hervé Nifenecker

Le 10 juin 2013

Résumé

Le Président François Hollande a fixé la réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique français de 75 à 50%. Si les raisons de ce choix n'ont pas été clairement explicitées, il semble bien qu'on espère que les énergies renouvelables fourniront l'appoint. Plus précisément, les signaux émanant du Ministère et l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie prévoient un développement accéléré de l'éolien et du photovoltaïque. On peut donc inférer que la décroissance de la part du nucléaire se ferait, essentiellement, grâce à l'éolien et au photovoltaïque. Or l'insertion de ces énergies intermittentes est contrainte par des réalités physiques. Ainsi, leur puissance est limitée par une valeur minimum qui est nulle pour le photovoltaïque et atteint quelques pour cent de la puissance nominale du parc éolien, par l'effet dit de foisonnement. De ce fait, une puissance de secours doit être constamment disponible pour assurer que les besoins des consommateurs soient satisfaits même en absence de vent et de soleil. Il s'ensuit que la puissance totale des réacteurs nucléaires ne peut être significativement diminuée par un développement des productions éoliennes et photovoltaïques. Par ailleurs si la puissance renouvelable excède les besoins de la consommation elle ne peut être utilisée. On montre alors, dans cette étude, que la part maximum d'énergie renouvelable pouvant être raisonnablement utilisée dans le mix énergétique est égale à son facteur de charge. Par exemple si le facteur de charge¹ de l'éolien est de 20%, celui du photovoltaïque de 10%, les ENR pourront représenter 30% du mix. Ainsi leur apport pourrait réduire la part du nucléaire de 30%, la ramenant de 75% du total à 50%. Cette décroissance serait obtenue par une diminution du facteur de charge du nucléaire de 75% à 50%, puisque, comme indiqué ci-dessus, la puissance du parc nucléaire devrait rester pratiquement inchangée.

¹ Le facteur de charge est défini comme le rapport, sur une période donnée (généralement une année) entre la puissance moyenne délivrée au réseau par un moyen de production d'électricité et la puissance nominale (généralement la puissance maximum) pour laquelle ce moyen a été réalisé. Par exemple, en France, du fait d'arrêts prévus ou non prévus, ainsi que de baisse de production imposé par RTE, le facteur de charge des réacteurs nucléaires est de l'ordre de 80%. Toujours en France, le facteur de charge de l'éolien est de 23% , celui du Photovoltaïque de l'ordre de 10%. Pour ces deux derniers types de production les fluctuations naturelles du vent et de l'irradiation sont largement responsables de ces faibles valeurs des facteurs de charge

On peut étudier la possibilité de remédier au caractère intermittent de l'éolien et du photovoltaïque par le stockage de l'électricité. La technique la plus éprouvée du stockage est constituée par ce qu'on appelle les STEPs hydrauliques (Station de transfert d'énergie par pompage). Dans le cas des productions intermittentes il s'agit d'utiliser les périodes de forte production pour pomper l'eau d'un bassin de retenue bas vers un bassin haut. Dans les périodes de faible production on exploite la chute du bassin haut vers le bassin bas pour produire l'électricité. Deux paramètres permettent de caractériser une STEP: la puissance de pompage et la valeur de l'énergie stockée, définie par le volume d'eau stockée et la hauteur de chute. Cette dernière doit permettre de produire pendant la durée des périodes dépourvues de production intermittente. Pour réduire la puissance nucléaire d'un tiers, soit 20 GW, il faudrait une puissance éolienne de 100 GW, soit un investissement de 160 G€ auxquels il faudrait ajouter le coût du stockage et du transport d'électricité (au moins 50G€ pour ce dernier).

Dans le cas où on voudrait généraliser l'usage de STEPs en bord de mer (proposition de François Lempérière) il faudrait, non seulement, produire en continu, par turbinage, 20 GW, et disposer d'une puissance de pompage de 100 GW, mais avoir un volume de stockage tel que les fluctuations soient effacées. Des périodes de faible vent d'une dizaine de jours sont couramment observés. Il faudrait donc envisager des réserves de stockage de l'ordre de 5 TWh. Pour une chute de 50 mètres le volume de la réserve devrait atteindre 35 milliards de m³. En supposant une profondeur utile des STEP de 10 mètres, la surface de ces réserves atteindrait 3500 km², soit 3500 km de côtes équipées de lacs salés de 1km de large...et même ainsi la production serait loin d'être régularisée. On peut estimer le coût d'une telle délirante réalisation à 500 G€ ! La solution du stockage par STEP (le plus efficace et le seul démontré à ce jour) n'est donc en aucun cas à l'échelle du problème et ne saurait dispenser de conserver, pratiquement, le même nombre de réacteurs, sauf si on les remplace par des centrales à gaz ou charbon.

Globalement, on voit que les énergies intermittentes pourraient fournir environ 120 TWh, ce qui ramènerait effectivement la part du nucléaire à près de 50%. Mais la puissance nucléaire serait pratiquement inchangée, le facteur de charge du nucléaire passerait de 75% à 50%. On diminuerait dans la même proportion les besoins en combustible nucléaire et les besoins de retraitement et de stockage. Le coût annuel de l'opération atteindrait 15 G€, à comparer au coût (TARTAM) de la production des réacteurs actuels de 17 G€. En d'autres termes le coût de l'électricité sortie d'usine serait pratiquement doublé. Si on veut éviter cette solution ruineuse et peu efficace, il n'y a pas d'autre alternative que de recourir à des centrales à gaz ou charbon pour remplacer les réacteurs nucléaires. Autrement dit, il faut abandonner l'ambition de réduire nos émissions de CO₂. Ceci n'est, toutefois, pas vrai pour les pays qui utilisent massivement centrales à gaz ou charbon pour produire leur électricité, ou dans nos îles.

Limites de l'intégration des productions d'électricité intermittente

Les éoliennes et les panneaux photovoltaïques ne produisent d'électricité que lorsqu'il y a du vent ou du soleil. Ce sont donc des énergies non pilotables, dont la production ne dépend pas de la consommation. Dans la mesure où ces formes de production bénéficient d'une obligation d'achat on peut considérer qu'elles sont fatales. Elles ont aussi une part aléatoire. Du fait de leurs caractéristiques il est très important de bien comprendre que la spécification d'une puissance de l'installation ne préjuge pas de sa

capacité à produire de l'énergie, et, encore moins, de l'énergie utilisable. L'installation n'est disponible pour produire de l'énergie qu'une fraction du temps (quand il y a du vent ou du soleil). La puissance moyenne qu'elle est capable de délivrer n'est donc qu'une fraction de sa puissance nominale (ou maximale). On définit ainsi le facteur de charge d'une production aléatoire: $x_a = \frac{\langle P_a \rangle}{P_a}$ où P_a est la puissance aléatoire maximale et $\langle P_a \rangle$ sa valeur moyenne. Mais cela ne suffit pas car il n'est pas assuré que l'installation puisse fournir sa puissance moyenne à tout moment. Il est alors nécessaire, si on veut faire face à la demande des consommateurs, de disposer d'une puissance pilotable P_p disponible, elle, à tout moment. Dans certains cas, le système de production aléatoire permet d'assurer une puissance minimum, dite puissance garantie :

$$P_{ag} = gP_a \text{ La consommation } C \text{ peut être assurée si } C = P_p + gP_a.$$

D'une façon générale, on peut caractériser le comportement d'un parc de production d'électricité intermittente par sa puissance P_a son facteur de charge x_a et sa puissance garantie gP_a . Nous montrerons que ces trois paramètres permettent de définir les principales caractéristiques d'insertion de la production du parc intermittent dans le système global de production d'électricité.

Exemple pédagogique

Pour comprendre simplement la problématique de l'intégration des productions d'électricité intermittente dans le réseau nous supposons une puissance consommée constante dans le temps C , et une puissance pilotable P_p pouvant s'adapter à tout moment. Dans ce modèle, on dispose d'une puissance intermittente fournie par un parc photovoltaïque de puissance P_a fonctionnant 2,4 heures par jour autour de midi à puissance maximale et constante, tout au long de l'année. Le facteur de charge du PV est donc de $x_{PV} = \frac{2.4}{24} = 0.1$. Dans ce modèle très simple on voit qu'il est inutile que la puissance du parc PV soit supérieure à la puissance consommée, puisqu'on ne saurait quoi faire de l'excès de production. On suppose donc que $P_a = C$. En dehors des heures de fonctionnement du PV, la puissance pilotable doit fournir toute la puissance et $P_p = C$ ($g=0$). L'énergie fournie par le PV pendant une journée (24 heures) vaut $x_{PV}C \times 24 = 0.1 \times C \times 24$. L'énergie fournie par la puissance pilotable est diminuée d'autant soit $(1 - x_{PV})C \times 24 = 0.9 \times C \times 24$.

Dans la pratique, on peut considérer que la puissance pilotable est le nucléaire en France et le charbon (ou le lignite) en Allemagne. On voit que le Photovoltaïque ne permet pas de diminuer le nombre de réacteurs (ou de centrales à charbon ou à lignite), mais diminue leur facteur de charge (qui passe de 1 à 0,9) et, donc, leur rentabilité. Dans les deux cas, on économise essentiellement le combustible lors des phases sans production. Dans le cas du nucléaire le coût de ce combustible ne représente que 5 % du coût de la production perdue, mais près de 60% pour les centrales à charbon. Inversement, il n'y a pas diminution des émissions de CO2 dans le cas du nucléaire, mais une réduction significative (10% du total) pour les centrales à charbon. Dans cet exemple, si l'on peut comprendre l'intérêt de la production photovoltaïque en Allemagne, elle est difficilement justifiable en France.

Supposons maintenant à l'autre extrême qu'on s'affranchisse de la puissance pilotable

($P_p=0$) et que pour couvrir les besoins on installe un dispositif tampon permettant de stocker l'énergie électrique photovoltaïque pour une durée 24 heures et de la restituer en permanence sans perte. Un tel système se caractérise par deux puissances : la puissance nécessaire au stockage et celle produite par le déstockage ou de restitution². La puissance nécessaire au stockage sera par définition égale à celle de la puissance photovoltaïque P_a . Par contre la puissance de déstockage sera la puissance moyenne délivrée par le dispositif de stockage $P_s = x_{PV}P_a = 0.1 \times P_a$ soit 10 fois plus faible que celle du dispositif photovoltaïque mais elle sera délivrée pendant un temps 10 fois plus long. Le facteur de charge du stockage est 10 fois supérieur ($x_s = 1$) à celui du système photovoltaïque isolé. Pour assurer une production égale à la consommation C il faudra donc disposer d'une puissance photovoltaïque de $\frac{C}{x_{PV}} = 10 \times C$

Remarquons qu'ici, le système de transport de l'électricité devra être dimensionné non par la puissance consommée comme c'est le cas s'il n'y a pas de stockage (alors la puissance produite doit toujours être égale à la puissance consommée), mais par la puissance produite, en l'occurrence la puissance photovoltaïque. Dans un système de transport donné les voltages sont indépendants de la puissance transportée, c'est le courant transporté qui lui est proportionnel. Or les pertes par effet Ohm sont proportionnelles au carré du courant. Ainsi, dans le cas considéré, à réseau de transport donné les pertes ohmiques liées à la production P_a seront 100 fois plus importantes que celles dues à la consommation C . Si on considère non pas la puissance mais l'énergie ohmique perdue, celle-ci sera 10 fois plus importante à la production qu'à la consommation. C'est généralement inadmissible (les pertes ohmiques admises sont de l'ordre de 5%, et deviendraient de l'ordre de 50% de l'énergie consommée). Le réseau devrait donc être profondément transformé, soit en utilisant de nouvelles technologies (courant continu à très haute tension), soit en multipliant le nombre de lignes par un facteur d'environ 10.

Théorèmes éoliens

Les puissances sont mesurées en Watt (ou ses multiples) et les énergies en Wh (ou ses multiples). La relation entre puissance et énergie produite pendant un an est alors :

$$E = P \times n \quad \text{où } n = 365 \times 24 = 8760$$

On considère un système électrique fermé³. La puissance électrique consommée est caractérisée par une valeur maximum C_M et une valeur minimale C_m . La valeur moyenne de la consommation est $\langle C \rangle$. L'énergie consommée est $E_c = n \langle C \rangle$.

² La première sera la puissance de charge pour une batterie et celle des unités de pompage pour une station de pompage. La seconde sera la puissance de décharge ou celles des turbines productrices de courant.

³ En toute rigueur, la France ne peut être considérée comme un système isolé. La puissance des connexions THT avec ses voisins européens représente environ 20% de la puissance de son parc productif. On pourrait penser qu'en cas d'absence de vent et de soleil en France un secours pourrait être obtenu des pays voisins. Malheureusement les conditions climatiques sont assez corrélées sur l'ensemble de l'Europe Occidentale. Ainsi la puissance éolienne garantie pour la France est d'environ 4% (cf. Jean Pierre Pervès et Hubert Flocard sur le site de « [Sauvons le Climat](#) ») mais à peine supérieure pour l'ensemble de l'Europe de l'Ouest (Allemagne, Danemark, Espagne, France, Irlande, UK). De même, si la production éolienne devenait excédentaire en France on pourrait espérer vendre le surplus à nos voisins. Mais, dans la plupart des cas ils se retrouveraient dans les mêmes conditions. Autrement dit le phénomène de foisonnement ne saurait invalider sérieusement la présente étude.

On définit un facteur de charge de la consommation $x_C = \frac{\langle C \rangle}{C_M}$ et un facteur de qualité $r = \frac{C_m}{C_M}$. Pour faire face à la consommation on dispose d'une production avec deux composantes:

-une production "piloteable" supposée pouvoir s'adapter instantanément à la demande avec une production garantie de 100% de la puissance nominale P_P . (Dans la pratique, ce n'est pas le cas du nucléaire, mais en ajoutant le nucléaire à l'hydraulique, on n'est pas loin de cette condition.)

-une production éolienne à caractère essentiellement aléatoire de puissance P_a caractérisée par un facteur de charge $x_a = \frac{\langle P_a \rangle}{P_a}$, une fraction de la puissance nominale garantie à tout moment $P_{ag} = gP_a$. La production éolienne bénéficie d'une obligation d'achat. On peut considérer deux cas: ou bien on utilise toute la production éolienne, ou bien on paye toute la production éolienne mais on n'en utilise qu'une partie.

Dans ce dernier cas, on peut définir une efficacité d'utilisation $\varepsilon_a = \frac{E_u}{E_a}$ entre l'énergie effectivement utilisée (par exemple sur un an) et l'énergie produite ou compensée financièrement. Du fait de l'existence d'une production éolienne la production piloteable sera inférieure à ce qu'elle pourrait atteindre. On peut alors, également, définir un taux d'utilisation $\varepsilon_P = \frac{E_P}{nP_P}$ où E_P est l'énergie piloteable effectivement délivrée.

Dans le cas de l'éolien, l'existence d'une puissance garantie est la conséquence d'effets de foisonnement et (ou) d'un stockage dédié. En effet, pour une éolienne unique il existe des périodes où la production est strictement nulle.

Cas du maximum contraint de la production éolienne

Pour éviter qu'il y ait surproduction d'énergie éolienne

*Proposition 1

La puissance maximale éolienne est au plus égale à la consommation minimale

En effet si la puissance éolienne excède momentanément la valeur de la consommation il faudra se débarrasser de l'excès de production.

$$P_a = C_m$$

Du fait que la puissance garantie de la production éolienne est limitée, on a besoin d'une puissance piloteable égale à

$$P_P = C_M - C_m g$$

Dans la pratique g est de l'ordre de 5%. On peut donc considérer que $P_P \approx C_M$

*Proposition 2

La puissance piloteable doit être égale à la consommation maximale diminuée de la puissance éolienne garantie, soit, à peu de choses près à la consommation maximale.

Etant donnée le facteur de charge de la puissance éolienne:

* Proposition 3

La production d'électricité éolienne est égale au produit de la consommation minimale par le facteur de charge de la production éolienne.

$$E_a = x_a \times C_m \times n$$

* Proposition 4

La production pilotable est égale à la différence entre la consommation moyenne et la production éolienne

$$E_P = n(\langle C \rangle - x_a C_m) = n x_P P_P \quad \text{soit} \quad x_P = \frac{(\langle C \rangle - x_a C_m)}{P_P} = \frac{(\langle C \rangle - x_a C_m)}{C_M - g P_a}$$

Le rapport entre la consommation minimale et la consommation maximale

$r = \frac{C_m}{C_M}$ est typiquement de l'ordre de 1/3. Le facteur de charge de la consommation est de l'ordre de 0,75

On obtient donc

$$P_a = r \times C_M$$

$$E_a = n \frac{x_a r}{x_c} \langle C \rangle \approx n \frac{0.25 \times 0.5}{0.75} \langle C \rangle = 0.16 n \langle C \rangle$$

$$E_P = n \langle C \rangle \left(1 - \frac{x_a r}{x_c}\right) \approx 0.84 n \langle C \rangle$$

Dans le cas d'une diminution de la part du nucléaire grâce à l'éolien, par exemple, on passerait de 75% à 63%.

Dans ce cas, l'efficacité d'utilisation éolienne est évidemment

$$\varepsilon_a = 1$$

Par contre, la production pilotable n'est pas utilisée au maximum de ses possibilités,

puisque, avec une puissance disponible à tout moment de $C_M - g P_a$ elle pourrait

atteindre $n \times (C_M - g P_a)$

on a donc

$$\varepsilon_P = \frac{\left(1 - \frac{x_a r}{x_c}\right)}{(C_M - g P_a)} \langle C \rangle$$

Cas d'une production par énergie éolienne uniquement.

Dans ce cas la puissance garantie doit être égale à la consommation maximale, pour éviter tout effondrement du réseau

$$P_a g = C_M \quad \text{soit} \quad P_a = \frac{C_M}{g}$$

L'énergie moyenne produite heure par heure par l'énergie éolienne est

$$P_a x_a = \frac{C_M}{g} x_a$$

La consommation électrique moyenne par heure est $\langle C \rangle = x_c C_M$

l'efficacité d'utilisation du parc éolien est alors

$$\varepsilon_a = \frac{x_c g}{x_a}$$

Avec $g = 0.05$ $x_a = 0.25$ $x_c = 0.75$

On voit que la puissance nominale (maximale) éolienne vaut $P_a = 20 C_M$

L'efficacité d'utilisation de la puissance éolienne est $\varepsilon_a = \frac{0.75 \times 0.05}{0.25} = 0.15$, soit 15%

Ceci signifie qu'une production exclusive de l'électricité par l'éolien demanderait une puissance installée environ 20 fois supérieure à la consommation maximale ! Et 85% de la puissance éolienne potentielle devra être rejetée (par exemple en limitant la puissance instantanée des éoliennes)

Cas général

Dans le cas général, on demande aux énergies éoliennes de fournir une fraction prédéterminée de la consommation moyenne, soit

$$E_a = \tau E_c$$

L'énergie pilotable doit fournir le complément soit $E_P = (1 - \tau)E_c$

La puissance éolienne minimale nécessaire est

$P_a = \langle C \rangle \frac{\tau}{x_a}$. Une puissance éolienne supérieure à C_m peut correspondre éventuellement à une surproduction pour $C_m < P_a < C_M$.

Pour $P_a > C_M$ la surproduction est systématique. Il est donc économiquement inutile et coûteux de dépasser une puissance éolienne $P_a = C_M$.

Certes il est possible d'augmenter la puissance du parc au-delà de C_M en perdant de l'efficacité et en rejetant une proportion croissante de la production. Tout se passe, alors, comme si, dans l'expression $E_a = x_a \times P_a \times n$ l'augmentation de P_a se traduisait par une décroissance de x_a jusqu'à ce qu'on se retrouve dans le cas $x_a = g$

Ici nous supposons que la valeur maximale de $P_a = C_M$, de telle manière que l'augmentation de P_a ne soit pas entièrement perdue.

Pour préciser le comportement pour les puissances $C_m < P_a < C_M$ il faut faire une hypothèse sur l'évolution, au moins saisonnière, de la consommation. On prend un comportement de type sinusoïdal de cette dernière:

$$C(t) = C_m + \frac{(C_M - C_m)}{2} \left(1 + \cos 2\pi \left(\frac{t}{T} \right) \right) \text{ où } T \text{ est la durée correspondant à 1 an (} T = 1 \text{)}.$$

La valeur moyenne de la consommation est $\langle C \rangle = \frac{C_M + C_m}{2}$.

On peut définir une valeur relative de la consommation :

$$c(t) = \frac{C(t)}{\langle C \rangle} = \frac{r}{1+r} + \frac{1-r}{1+r} \left(1 + \cos 2\pi \left(\frac{t}{T} \right) \right) \text{ représentée sur la Figure 1.}$$

Soit x la valeur relative de la puissance éolienne. Si $x < c$ la puissance utile de l'éolien est $x_u = x$. Si, au contraire, $x > c$, la puissance utile est limitée à $x_u = c$. La Figure 2 montre le comportement de x_u / x en fonction du temps.

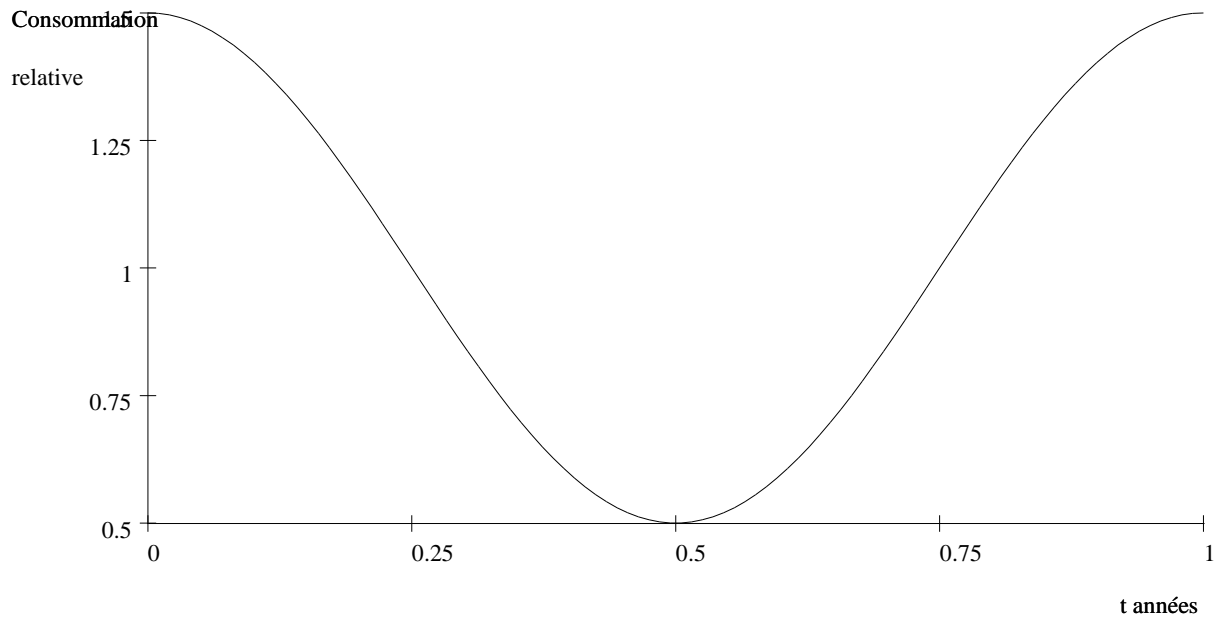


Figure 1

Evolution supposée de la consommation relative $c(t)=C(t)/\langle C \rangle$ sur l'année pour $r=1/3$

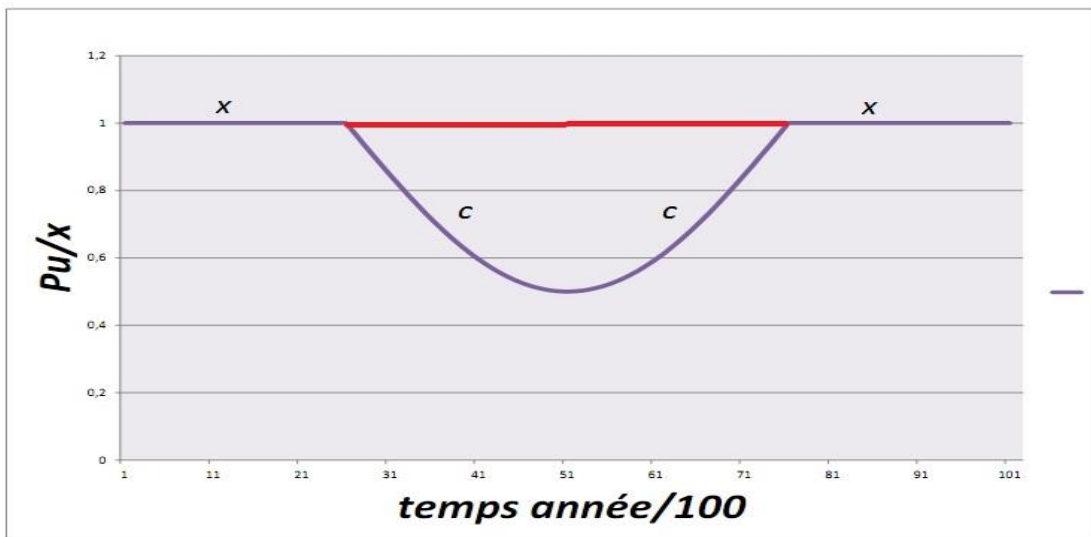


Figure 2

Illustration de l'évolution du rapport de la puissance utile à la puissance du parc : courbe bleue.

La différence entre la courbe rouge et la courbe bleue correspond à la perte de production éolienne

Dans un parc d'éoliennes le poids relatif d'une production x est mesuré par la longueur des segments horizontaux de la Figure 2, soit

$$w(x) =$$

$$\text{Heaviside}\left(x - \frac{2r}{1+r}\right) + \text{Heaviside}\left(x - \frac{2r}{r+1}\right) \times \left(\frac{1}{\pi} \left(\arccos\left(\frac{1+r}{1-r}x - 2\right)\right)\right) \times \text{Heaviside}(c_M - x)$$

La fonction de poids de x est représentée sur la Figure 3

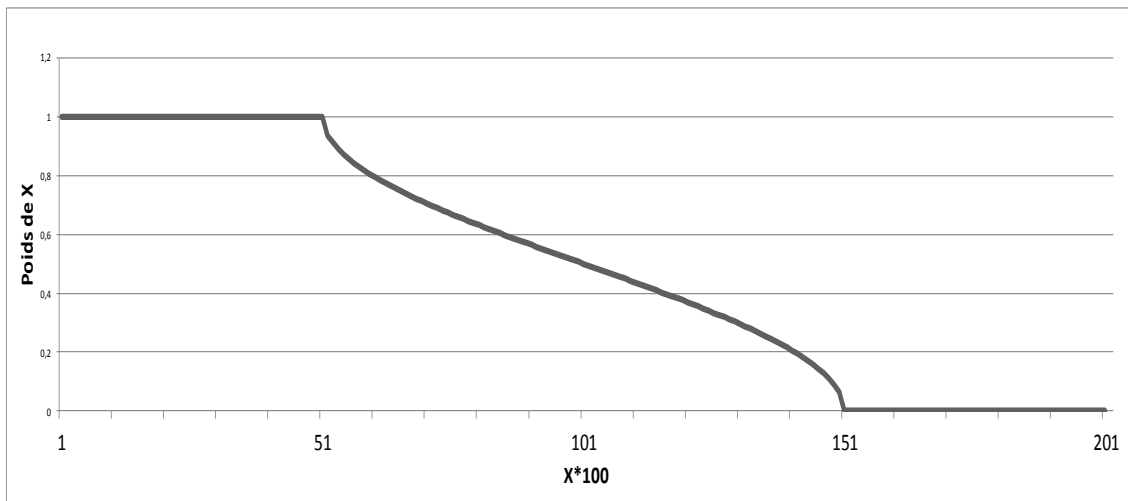


Figure 3

Poids de la puissance éolienne x en fonction de x pour la valeur de $r=1/3$.

Une puissance éolienne P_a n'est complètement utilisée que pour $P_a < C_m$. Alors la puissance utile $P_u = P_a$

Pour étudier le cas $C_m < P_a < C_M$ on suppose que le parc éolien de puissance P_a est caractérisé par une fonction de production $\phi(x)$ qui exprime le nombre d'heures annuelles pendant lequel le parc fournit une puissance xP_a .

Un exemple du profil de production du parc français obtenu selon les données de RTE (eco2mix) et normalisé à une puissance de 50 GW est visible sur la Figure 4

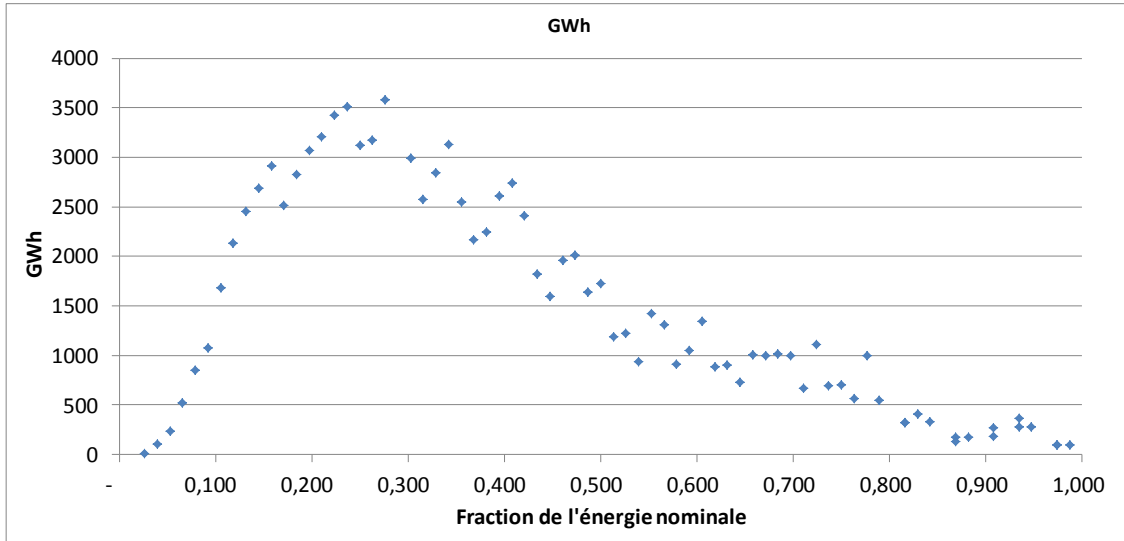


Figure 4

Profil de production annuel du parc éolien français normalisée à une puissance de 50 GW.

Chaque point correspond à un pas de 1,3% de l'énergie réduite, soit de 0,7GW.

L'énergie maximum productible par le parc est $E_a = P_a \int_0^{P_a / \langle C \rangle} x \phi(x) dx$. Il s'ensuit que

$n x_a = \int_0^{P_a / \langle C \rangle} x \phi(x) dx$. La contrainte sur la consommation conduit à une énergie utile

produite plus faible $E_u = P_a \int_0^{P_a / \langle C \rangle} x \phi(x) w(x) dx = \varepsilon_u E_a$.

Pour $P_a > C_M$

P_u devient constant et égal à P_{um} et représente donc la puissance utile maximale du parc éolien.

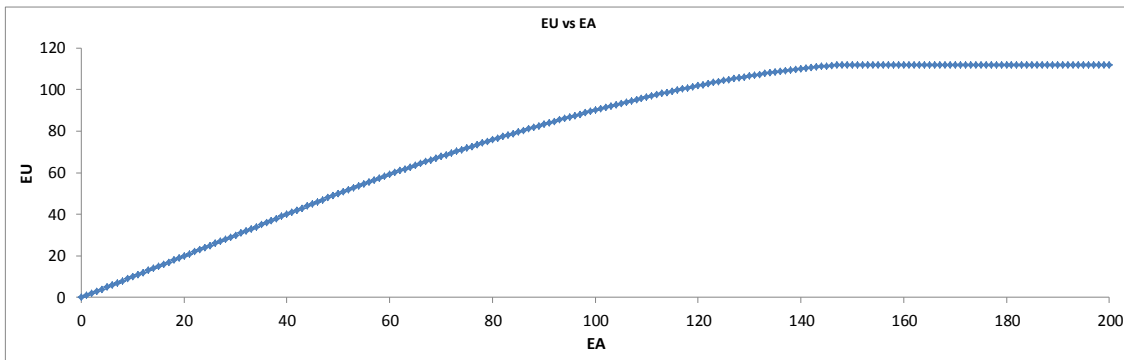


Figure 5

Evolution de la puissance utile du parc éolien en fonction de sa puissance nominale dans le cas $r=1/3$

Au-delà de la consommation maximale $C_M / \langle C \rangle = 1.50$ (abscisse 150) la puissance utile est saturée. L'abscisse 100

correspond à une puissance $P_a = \langle C \rangle$

La Figure 5 donne un exemple de la relation entre l'énergie utile E_u et l'énergie nominale E_a .

De ce qui précède on voit que, sous la condition que les plus fortes productions du parc éolien ne soient pas totalement inutiles et perdues, la valeur maximum de τ est égale au facteur de charge du parc éolien soit $\tau \leq x_a$.

Il est, par ailleurs, nécessaire que la consommation C_M puisse être assurée par les contributions des énergies pilotables et éoliennes, soit

$$\langle C \rangle = P_P + gP_a, \text{ soit } P_P = \langle C \rangle - gP_a = \langle C \rangle (1 - g \frac{\tau}{x_a})$$

*** Proposition 5**

Le pourcentage de la production éolienne ne peut excéder le facteur de charge, à moins d'accepter de perdre toute la production supérieure à la consommation maximum.

*** Proposition 6**

La puissance pilotable n'est pratiquement pas modifiée

Rappel des Théorèmes éoliens

*** Proposition 1**

Pour qu'elle soit pleinement utilisée, la puissance maximale éolienne est au plus égale à la consommation minimale

*** Proposition 2**

La puissance pilotable doit être égale à la consommation maximale diminuée de la puissance éolienne garantie, soit, à peu de choses près, à la consommation maximale.

*** Proposition 3**

Dans le cas où elle est pleinement utilisée, la production d'électricité éolienne est égale au produit de la consommation minimale par le facteur de charge de la production éolienne.

*** Proposition 4**

La production pilotable est égale à la différence entre la consommation moyenne et la production éolienne

*** Proposition 5**

Dans tous les cas, le pourcentage de la production éolienne ne peut excéder le facteur de charge, à moins d'accepter de perdre toute la production supérieure à la consommation maximum.

*** Proposition 6**

La puissance pilotable n'est pratiquement pas modifiée

Cas pratique

La production nucléaire française est de 420 TWh. La production totale vaut 560 TWh.

Le gouvernement désire porter la part du nucléaire à 50%. Voyons si cela est possible grâce à l'éolien.

On suppose un facteur de charge de 0,2. D'après ce qui précède, si l'éolien est uniquement utilisé pour diminuer le nucléaire, l'énergie maximum qu'il peut produire est de 84 TWh ($0,2 \cdot 420$), ce qui conduit à une énergie produite par le nucléaire de 336 TWh, représentant 60% de la puissance totale supposée inchangée. La puissance éolienne serait alors de 48 GW.

Par ailleurs, la puissance garantie par l'éolien étant prise égale à 5% atteindrait 2,5 GW. C'est la quantité dont on pourrait diminuer la puissance du parc, soit moins de 4%. On est loin des 22 GW envisagés.

Coûts

Pertes d'exploitation EDF: 84 TWh soit, à 42/MWh, 3,5 G€/an

Gains EDF (combustibles, part variable) (6 /MWh): 0,5€ G/an

Différence : 3 G€/an en pertes pour EDF

Investissements pour 48 GW éoliens à 1,6 G€/GW. En tout 76 G€.

Il faut ajouter à cela les investissements dans le transport et la distribution estimés entre 20 et 40 €/MWh par H.Keppler et M.Cometto⁴

Autre façon de calculer

A partir du coût d'achat de 87 €/MWh pour l'éolien et du coût évité pour la production nucléaire on trouve environ 7 G€/an pendant 15 ans.

Cas du Photovoltaïque

La production photovoltaïque n'est pas aléatoire mais quasi périodique avec des maximas à midi heure solaire, une modulation saisonnière d'un facteur 3 environ entre été et hiver et des fluctuations du même ordre de grandeur dues à la nébulosité.

Quoiqu'il en soit la production est nulle pendant la nuit, y compris les soirées d'hiver. La puissance pilotable doit donc rester égale à la consommation maximale. Il est inutile que la puissance solaire excède la consommation maximale. De manière similaire à celui de

l'éolien, l'énergie maximum fournie par le PV est $\langle C \rangle x_{PV}$. Pour le PV, en France continentale, $x_{PV} = 0.1$. L'énergie maximale pouvant être produite serait de 42 TWh (10% de la production nucléaire) et la puissance correspondante de 48 GW comme pour l'éolien puisque le facteur de charge est deux fois plus faible pour le photovoltaïque. Du point de vue du coût, si on retient un prix d'achat de 200€ /MWh on trouve un coût total de 8 G€/an. A partir d'un coût raisonnable de 2 € / GW, on peut aussi calculer un coût total d'investissement de près de 100 G€.

Les (dés)espoirs du stockage

On peut espérer remédier au caractère intermittent de l'éolien et du photovoltaïque par le stockage de l'électricité. La technique la plus éprouvée du stockage est constituée par ce qu'on appelle les STEPs hydrauliques (Station de transfert d'énergie par pompage). Dans le cas des productions intermittentes il s'agit d'utiliser les périodes de forte production pour pomper l'eau d'un bassin de retenue bas vers un bassin haut. Dans les

⁴ H.Keppler et M.Cometto, Annales des Mines Janvier 2013, 69 p.29

périodes de faible production on exploite la chute du bassin haut vers le bassin bas pour produire l'électricité. Deux paramètres permettent de caractériser une STEP: la puissance de pompage et la valeur de l'énergie stockée, définie par le volume d'eau stockée et la hauteur de chute. Cette dernière doit permettre de produire pendant la durée des périodes dépourvues de production intermittente. Etant donnée une puissance moyenne continue souhaitée P_s la puissance intermittente caractérisée par un facteur de charge x_a nécessaire pour remplir les réservoirs seraient $P_a = \frac{P_s}{x_a}$. Dans le cas de l'éolien $x_a \approx 0.2$. Pour réduire la puissance nucléaire d'un tiers, soit 20 GW, il faudrait donc une puissance éolienne de 100 GW, soit un investissement de 160 G€ auxquels il faudrait ajouter le coût du stockage et du transport d'électricité, que l'on peut estimer à 30 G€ pour RTE et 20 G€ pour ERDF⁵. Actuellement la puissance des STEPs en France est de 5 GW. Elle pourrait être portée à 10 GW à un coût raisonnable. On est d'un ordre de grandeur inférieur à ce qui serait nécessaire pour que l'éolien permette de réduire le nombre de réacteurs nucléaires de manière significative. Ajoutons que la plus puissante STEP en France, celle de Grand Maison, ne peut fonctionner au pompage que pendant 8 heures et au turbinage pendant 10 fois plus longtemps. Le volume stocké dans le réservoir du haut est d'environ 140 millions de m³. La hauteur de chute est de 950 m. Il ne semble pas envisageable d'envisager de nouvelles STEP de hauteur de chute comparable.

Dans le cas où on voudrait généraliser l'usage de STEPs en bord de mer (proposition de François Lempérière) il faudrait, non seulement, produire en continu, par turbinage, 20 GW, et disposer d'une puissance de pompage de 100 GW, mais avoir un volume de stockage tel que les fluctuations soient effacées. Des périodes de faible vent d'une dizaine de jours sont couramment observés. Il faudrait donc envisager des réserves de stockage de l'ordre de 5 TWh. Même ainsi la production serait loin d'être régularisée⁶. Pour une chute de 50 mètres le volume de la réserve devrait atteindre 35 milliards de m³. En supposant une profondeur utile des STEP de 10 mètres, la surface de ces réserves atteindraient 3500 km², soit 3500 km de côtes équipées de lacs salés de 1km de large...Le paradis quoi! Et un paradis dont le coût serait d'au moins 500 G€ !

Conclusions

Globalement, on voit que les énergies intermittentes pourraient fournir environ 120 TWh, ce qui ramènerait effectivement la part du nucléaire à près de 50%. Mais la puissance nucléaire serait pratiquement inchangée, le facteur de charge du nucléaire passerait de 75% à 50%. On diminuerait dans la même proportion les besoins en combustible nucléaire et les besoins de retraitement et de stockage. Le coût annuel de l'opération atteindrait 15 G€, à comparer au coût (TARTAM) de la production des réacteurs actuels de 17 G€. En d'autres termes le coût de l'électricité sortie d'usine serait pratiquement doublé. Si on veut éviter cette solution ruineuse et peu efficace, il n'y a pas d'autre alternative que de recourir à des centrales à gaz ou charbon pour remplacer les réacteurs nucléaires. Autrement dit il faut abandonner l'ambition de réduire nos

⁵ Jean Fluchère, communication privée.

⁶ Voir l'annexe

émissions de CO₂.....⁷ et tant pis pour le climat et la balance commerciale....

⁷ Ceci n'est pas vrai pour les pays qui utilisent massivement centrales à gaz ou charbon pour produire leur électricité,

Annexe

Utilisant les données de la production éolienne d'echo2mix de RTE de Septembre à Décembre 2010 nous avons simulé l'effet d'une réserve de 75 heures et 250 heures respectivement le résultat est présenté dans la Figure 6. La puissance garantie passe de 5% en absence de stockage à 10% et 25% pour les stockages de 75 et 250 h. Ainsi, même avec un stockage gigantesque de 35 milliards de m³, on ne pourrait réduire la puissance dispatchable (le nucléaire dans le cas présent) que de 25%.

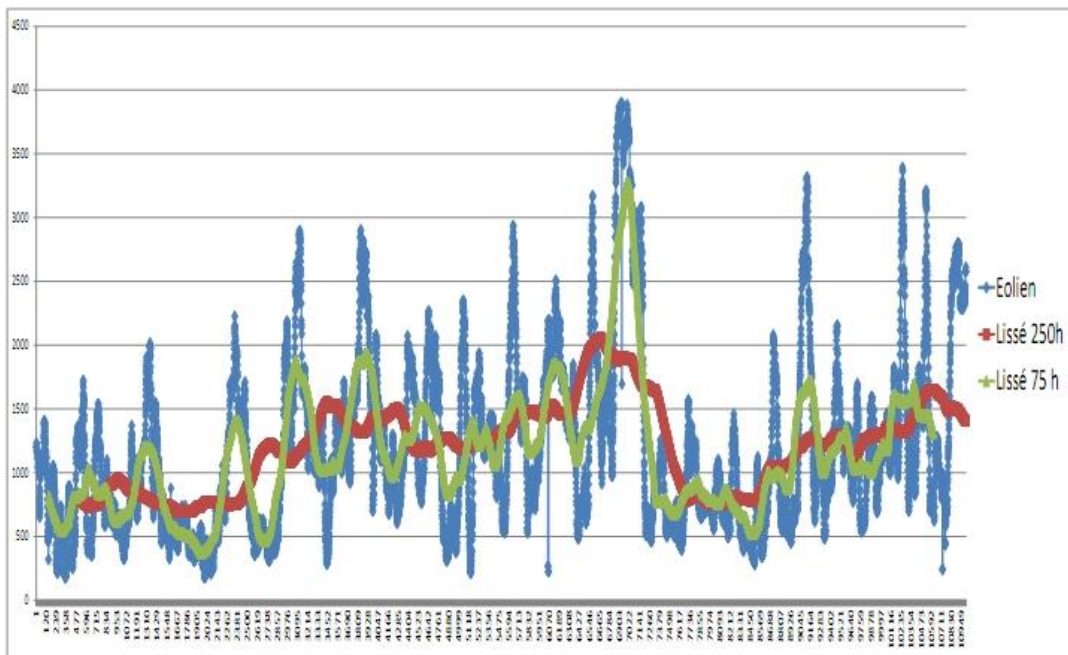


Figure 6

Production éolienne en France pendant les 4 derniers mois de 2010. Effet d'un lissage sur 75 et 250 heures.