

La contribution des énergies intermittentes à l'amélioration du bilan carbone

Par Jean-Louis BOBIN*, Hubert FLOCARD**, Jean-Pierre PERVÈS*** et Bernard TAMAIN****

Sources d'énergie renouvelable, le solaire et l'éolien sont par nature intermittents. La gestion de leur production d'électricité est donc un problème à solutions multiples. Toutes ne sont cependant pas compatibles avec la nécessité de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de prévenir ainsi la menace d'un changement climatique.

Introduction

En ce début de XXI^e siècle, l'humanité tire environ 80 % de son énergie à partir de combustibles chimiques fossiles. C'est là, pour l'essentiel, l'origine des émissions anthropiques de dioxyde de carbone, le principal gaz à effet de serre. Sur les 12 milliards de tonnes équivalent pétrole (Gtep) d'énergie primaire consommés en 2010, 10 étaient carbonés, provoquant le rejet de quelque 29 milliards de tonnes de CO₂.

La concentration de ce gaz dans l'atmosphère augmente régulièrement [1] depuis qu'on la mesure, ce qui place la planète sous la menace d'un changement climatique. Pour l'association *Sauvons le climat* (1), la transition énergétique à venir doit d'abord viser la dé-carbonisation des sources d'énergie.

Les énergies renouvelables sont dé-carbonées par construction. Dans le cas de la biomasse, elles contribuent peu aux émissions de gaz à effet de serre du fait que la croissance des végétaux absorbe le CO₂ émis par leur com-



© Jorgen Schytte/STILL PICTURES-BIOSPHOTO

« Les énergies renouvelables, en particulier celles qui ont été récemment mises en œuvre pour produire de l'électricité, le solaire photovoltaïque et l'éolien, sont par nature intermittentes, ce qui pose aux gestionnaires de réseaux certains problèmes spécifiques. », parc éolien off shore au large de Esbjerg Jutland (Danemark).

bustion. Les contributions résiduelles aux émissions précitées viennent des différentes étapes de traitement de la biomasse, depuis sa culture jusqu'à sa transformation, en passant par sa récolte. Mais parmi les énergies renouvelables, celles qui ont été récemment mises en œuvre pour produire de l'électricité, le solaire photovoltaïque et l'éolien, sont par nature intermittentes, ce qui pose aux gestionnaires de réseaux certains problèmes spécifiques.

Dans cet article, nous allons montrer que l'impact de la production électrique intermittente sur le bilan carbone du système énergétique dépend de la façon dont elle est gérée. Mais avant d'examiner la gestion d'une puissance électrique, qui, comme nous l'avons vu, est aléatoire, il convient de rappeler quelques faits concernant les énergies renouvelables intermittentes couplées au réseau. Ils porteront essentiellement sur l'éolien, qui a fait l'objet en Europe occidentale d'implantations importantes. Le retour d'expérience de quinze années d'exploitation fournit des données fiables à partir desquelles il est possible de dégager des tendances de portée générale.

Les données relatives à l'intermittence

La puissance d'une source d'énergie est modulable soit par l'intervention des opérateurs soit par celle d'agents extérieurs, sur lesquels les opérateurs n'ont aucun contrôle. C'est ce dernier que l'on dénomme usuellement *intermittence* et qui se manifeste sous deux formes : l'une prévisible, l'autre aléatoire.

Les énergies renouvelables et leur intermittence

Ainsi, l'intermittence affecte le *solaire* de deux façons : de façon prévisible, par l'alternance des jours et des nuits et par la succession des saisons, et de façon aléatoire, par le passage des nuages. Ce dernier mode d'intermittence est négligeable dans les déserts des basses latitudes, qui sont donc des emplacements rêvés pour les dispositifs à concentration (CSP).

Contrairement au *solaire*, l'intermittence de l'*éolien* est totalement aléatoire. Le vent est irrégulier à toutes les échelles de temps allant de la fraction de seconde à l'année. Toutefois, les éoliennes ont une inertie qui élimine les fluctuations les plus rapides. Les variations de la vitesse du vent peuvent être très brutales, passant de 5 à 10 m/s en dix minutes. Il arrive aussi qu'il n'y ait pas de vent au cours des périodes anticycloniques qui sont plus ou moins longues. Cet effet est amplifié au niveau de la génération d'électricité. En effet, les aérogénérateurs ne débitent du courant que si le vent a une vitesse supérieure à 4 m/s (soit environ 14 km/h) et, pour des raisons de sécurité, il convient de mettre les hélices en drapeau lorsque la vitesse dépasse les 25 m/s (90 km/h). La puissance nominale correspond à une vitesse du vent de 15 m/s (52 km/h), et c'est un maximum.

Enfin, en ce qui concerne les *énergies marines*, l'éolien *offshore* est aussi irrégulier que dans les terres, mais avec des caractéristiques différentes. Par contre, les usines marémotrices ou les hydroliennes immergées dans les courants

marins ont, elles, une intermittence prévisible (annuaire des marées, cartes Hédouin...).

Le problème à résoudre vient avant tout de l'intermittence aléatoire (2), dite *fatale* en ce sens que les opérateurs ne peuvent que la subir. Il convient donc de la gérer au mieux. Il faut cependant prendre également en compte les cinétiques des variations de puissance qui sont souvent très supérieures à celles des variations de consommation et impliquent un suivi du réseau très délicat.

Statistique de la production éolienne à terre et en mer

Plusieurs dizaines de gigawatts éoliens (nominaux) sont en service dans les différents pays de l'Europe occidentale. La puissance nominale correspond à des vents de 15 m/s au moins (55 Km/h, force 7 sur l'échelle de Beaufort), qui sont rares sur nos côtes comme à l'intérieur des terres. La puissance débitée par une éolienne est ainsi la plupart du temps très inférieure à la puissance nominale. La figure 1 de la page suivante montre comment se répartissent les temps (en pourcentages annuels) durant lesquels une puissance donnée est obtenue, sur deux exemples, l'un terrestre, l'autre maritime [2].

À terre, la puissance nominale n'a presque jamais été atteinte ni même approchée. Le pic de la distribution se situe aux alentours de 15 %, pour une moyenne de l'ordre de 20 %. En mer, les puissances égales ou légèrement inférieures au nominal sont assez fréquentes, mais le calme plat apparaît être le « vent dominant » pour ce site particulier.

Le facteur de charge

Le facteur de charge d'un générateur électrique est le rapport de la puissance moyenne obtenue pendant une durée donnée (souvent l'année) à la puissance nominale installée. Pour un grand nombre de sources d'énergie, sa valeur constatée dépend de l'action des opérateurs et des gestionnaires de réseau. Mais l'intermittence est à l'origine d'un facteur de charge « naturel ». Dans le cas des panneaux photovoltaïques, dont la puissance nominale est la puissance électrique fournie l'été à midi par temps clair, il est d'un peu plus de 10 % sous nos latitudes, il pourrait atteindre 25 % dans un désert. S'agissant des parcs éoliens à terre, il se situe autour de 20 %. Ainsi, en Allemagne, l'ensemble des éoliennes implantées à terre représente en 2011 une puissance installée de 24 GW, mais elles ne fournissent que de 34 à 46 TWh suivant les années. Le facteur de charge annuel varie ainsi aléatoirement entre 16 et 22 %. Un facteur de charge de l'ordre de 30 % (ou légèrement supérieur) est attendu dans les parcs éoliens *off-shore*.

La puissance garantie

Un fournisseur d'énergie électrique, gestionnaire de réseau, est tenu par contrat de satisfaire ses clients avec une garantie élevée, et ce quel que soit le niveau de puissance de la demande. Tous les générateurs d'électricité sont

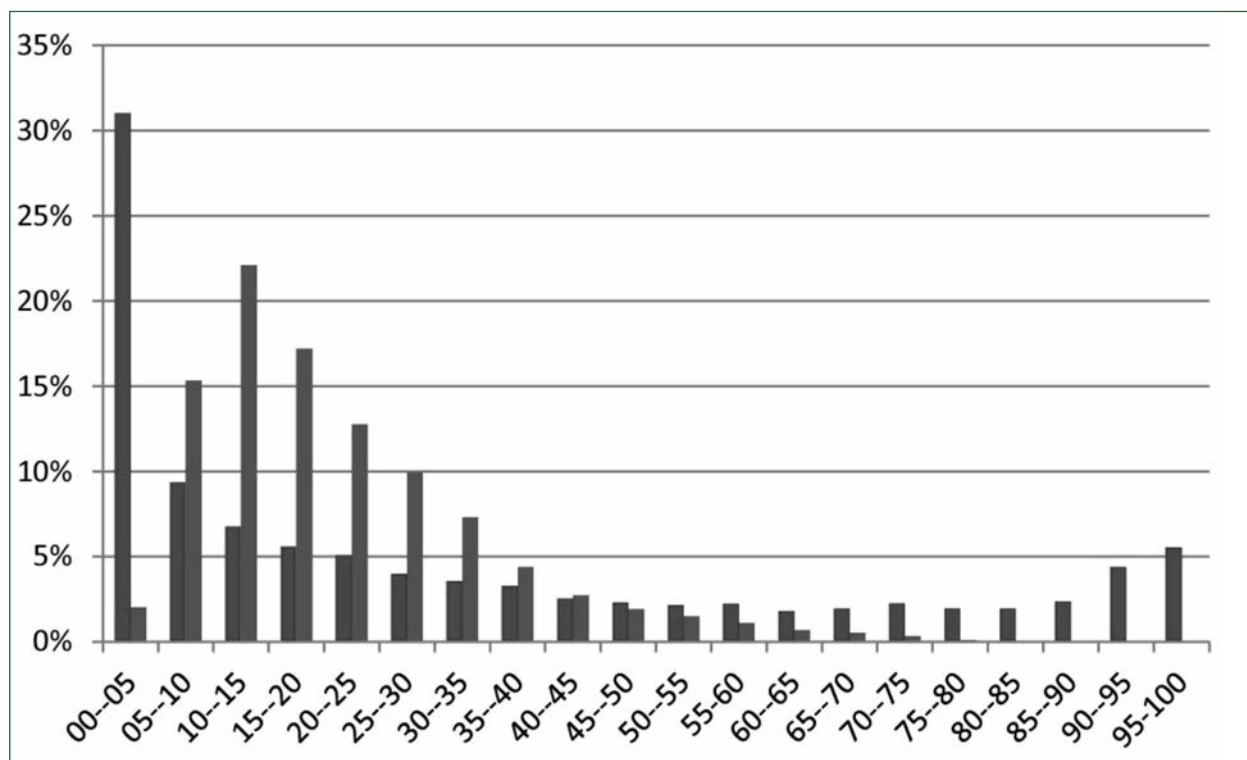


Figure 1 : Statistique du vent sur la période septembre 2010-août 2011.

En abscisses, les pourcentages de la puissance nominale ; en ordonnées, les pourcentages du temps sur la période. Barres de droite : éolien terrestre en France ; barres de gauche : parc éolien maritime Robin Rigg (sur l'estuaire de la Solway, entre l'Angleterre et l'Écosse, côté Mer d'Irlande).

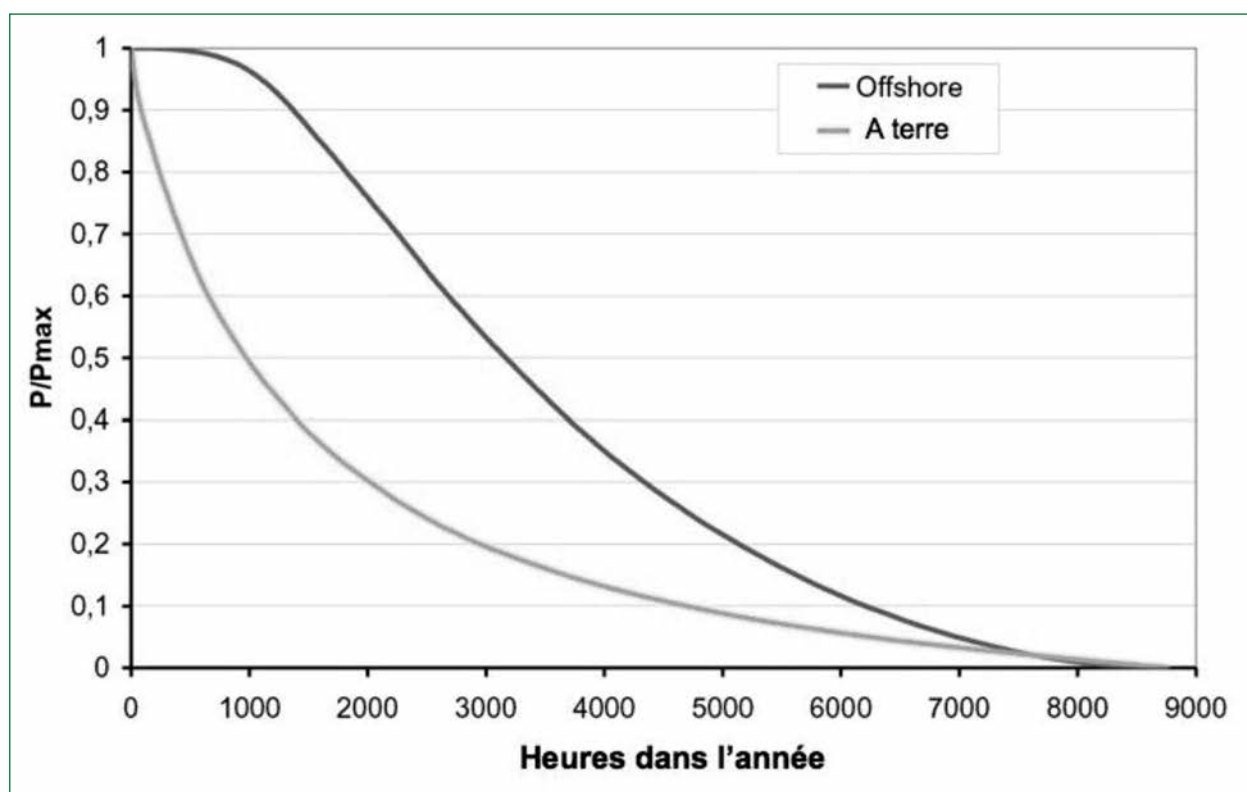


Figure 2 : Monotone de puissance de parcs éoliens terrestres (courbe du bas) ou maritimes (*offshore* – courbe du haut).

Dans les deux cas, la puissance garantie pendant 8 000 heures (91% du temps) sur une année est de quelques pourcents de la puissance nominale P_{max} .

soumis à des aléas (pannes ou intermittence). L'état de la disponibilité est représenté par une *monotone de puissance*, une courbe obtenue en portant, en abscisses, la fraction du temps pendant lequel une fraction donnée de la puissance maximale, portée en ordonnées, peut être garantie aux utilisateurs. Grâce à l'expérience acquise dans les différents pays d'Europe où de nombreuses éoliennes ont été mises en service, on peut constater qu'en raison de l'intermittence du vent, la puissance garantie à un haut niveau de disponibilité ne représente qu'un faible pourcentage de la puissance installée (voir la figure 2 de la page précédente) [3].

La gestion de l'intermittence

L'intermittence aléatoire de la production de sources renouvelables affecte la transmission et la distribution *via* un réseau électrique. Éolien et solaire sont des énergies fatales en ce sens qu'il faut accepter leur production telle qu'elle se présente ou, sinon, celle-ci est perdue. Cette condition a des conséquences sur la configuration et sur la gestion des réseaux. À défaut de pouvoir compter sur des compensations par foisonnement, les gestionnaires ont le choix entre ajuster l'offre à la demande ou, à l'inverse, ajuster la demande à l'offre.

Le foisonnement et ses limites

En moyenne, le soleil brille préférentiellement en été, alors que le vent souffle plutôt en hiver. Un pays comme la France est supposé présenter trois régimes de vents différents. Ces raisons, parmi d'autres, conduisent à l'idée que des sources d'énergies renouvelables implantées dans diffé-

rentes régions pourraient se compenser l'une l'autre et conduire à une production électrique raisonnablement stable sur un vaste réseau intégré couvrant l'Europe de l'Ouest.

Une étude menée par deux d'entre nous, Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès [4], qui s'appuie sur la réalité de la production éolienne en France et en Europe de l'Ouest (soit sept pays), montre qu'un tel foisonnement n'est que très partiel. Les mesures réelles des productions éoliennes de chacun des pays considérés ont été suivies au pas horaire [5] lors de l'hiver 2010/2011 (de septembre à mars). Le foisonnement espéré, tant au niveau français qu'euro-péen, reste très limité, comme le montre la figure 3 obtenue en superposant les productions enregistrées pendant les mois de janvier et février 2011.

De façon générale, l'Espagne a un régime de vents plus régulier que les autres pays, mais les fluctuations de grande amplitude y sont souvent les mêmes qu'ailleurs en Europe. Les puissances minimales et maximales correspondent respectivement à 4 et 60% de la puissance totale installée, avec de fortes pénuries lors d'épisodes de grand froid ou de canicule, quand les besoins en énergie sont importants. Des conditions anticycloniques persistantes conduisent à des productions faibles de l'ordre de 15 % de la puissance totale pendant une dizaine de jours, voire même inférieures à 10 % pendant deux jours. De telles circonstances se reproduisent tous les deux ou trois ans. En revanche, on observe plus fréquemment des périodes de quelques jours sans vent (par exemple, en décembre 2010 et, par deux fois, en janvier 2011).

De plus, on constate que les cinétiques d'évolution globale sont très rapides (4 % de la puissance totale/heure,

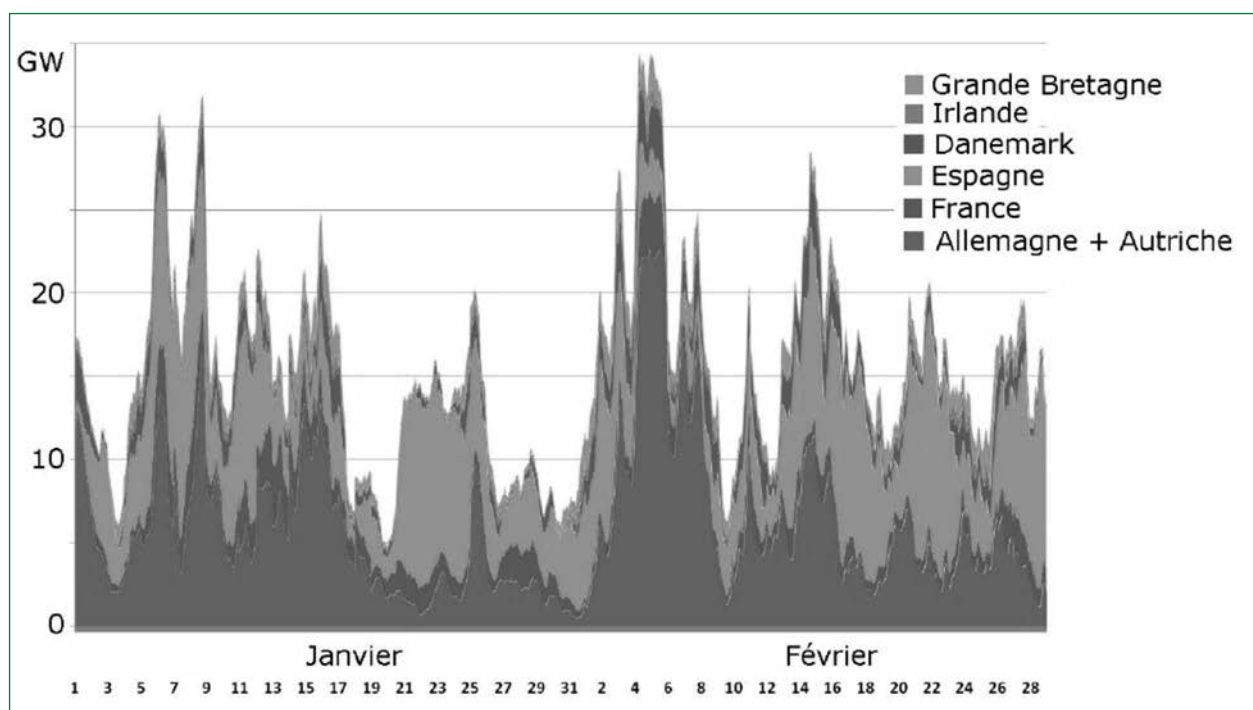


Figure 3 : Empilement des productions éoliennes en Europe de l'Ouest (7 pays), heure par heure et en MW, en janvier et février 2011. La puissance totale installée était de 65 GW.

soit 2,5 GW/h). Une variation de puissance éolienne de 25 GW est ainsi possible en une journée, pour une puissance totale consommée de l'ordre de 200 GW tous moyens de production inclus et sans compensation efficace possible en raison de l'insuffisance des connexions transfrontalières.

On note, enfin, que la puissance garantie ne dépasse pas 5 % de la puissance installée.

Aussi limité soit-il, le foisonnement procure une possibilité de *gestion par transport de l'électricité*, qui utilise, avec les restrictions imposées par les considérations précédentes, les différences d'ensoleillement ou de vent constatées à un moment donné entre deux régions éloignées. Il faut alors, en fonction des conditions météo ou de l'heure, transporter l'électricité produite d'un point à un autre au moyen d'un réseau disposant d'interconnexions renforcées.

Ajuster l'offre à la demande : la substitution

Sur un réseau électrique, les gestionnaires ajustent à la demande, quart d'heure par quart d'heure, les productions des différentes sources connectées en les faisant intervenir par ordre de souplesse croissante, les plus rigides étant utilisées en base. Dans le cas du vent, il est nécessaire de disposer d'une prévision extrêmement précise à court terme. On en est encore loin, mais d'importants programmes de recherches sont consacrés à ce problème [6].

L'intégration de la puissance intermittente des renouvelables se fait alors par substitution : lorsque les générateurs intermittents produisent, leur puissance est, pour l'instant, prioritaire (3). D'autres sources sont alors ralenties, voire stoppées. On procède ainsi en Allemagne et, partiellement, au Danemark. En raison de la faible puissance garantie par les générateurs intermittents, la demande doit pouvoir être satisfaite quel que soit son niveau au moyen de générateurs thermiques (à flamme, nucléaires ou hydroélectriques). Or, dans beaucoup de pays, dont la France et les autres pays européens, il n'est pas possible, faute de sites à équiper, d'augmenter fortement la puissance hydroélectrique. En outre, malgré d'indiscutables progrès, la souplesse des centrales nucléaires demeure insuffisante. Les centrales au gaz ou au charbon apparaissent ainsi comme le complément indispensable d'un parc éolien et fournissent en réalité l'essentiel de l'énergie électrique, générant de ce fait d'abondantes émissions de gaz à effet de serre.

L'ajustement de la demande à l'offre : le délestage (ou effacement)

Cette approche consiste à délester certaines utilisations lorsque la demande d'électricité excède l'offre. Elle est possible pour les usages qui peuvent être soit modulés (on peut sans réelle gêne pour les usagers organiser des coupures tournantes de quelques minutes à un quart-d'heure sur un



© Yves Soulabaille/LOOKATSCIENCES

« Les centrales au gaz ou au charbon apparaissent ainsi comme le complément indispensable d'un parc éolien et fournissent en réalité l'essentiel de l'énergie électrique, générant de ce fait d'abondantes émissions de gaz à effet de serre. », centrale électrique au fioul de Vaires-sur-Marne à laquelle EDF fait appel quelques jours par an pour répondre aux pointes de consommation.

groupe de maisons, chauffées à l'électricité), soit décalés dans le temps : un chauffe-eau électrique peut être interrompu pendant une heure ; le démarrage d'une machine à laver peut être décalé de quelques heures. Il en va de même pour la charge des batteries d'un véhicule électrique ou hybride. Ces pratiques doivent être gérées par des compteurs dits « intelligents », qui servent dans ce contexte à effacer certaines pointes de demande et permettre ainsi un retour à l'équilibre des réseaux.

Entre les deux approches, le stockage d'électricité

À l'échelle d'un réseau couvrant un vaste territoire, le stockage massif de l'électricité au moyen de batteries ou de condensateurs est inopérant (4). Le coût serait dissuasif, alors qu'il est supportable à un niveau très local. Il convient donc de recourir à des stockages externes : chaleur, air comprimé (CAES, pour *Compressed Air Energy Storage*), réservoirs d'eau (STEP, pour *Station de transfert d'énergie par pompage*), hydrogène...

Un stockage de chaleur est adapté au solaire à concentration ; il permet de compenser partiellement en hiver et totalement en été l'alternance des jours et des nuits. Cette technologie est prise en compte (5) dans les projets de centrales solaires développés en Afrique (la composante solaire à concentration du programme Desertec). Pour les fermes éoliennes à terre, on envisage la compression de l'air dans des cavités souterraines avec récupération d'énergie assistée par des brûleurs à gaz. Le stockage hydraulique est le meilleur moyen de mettre en réserve de grandes quantités d'énergie pour les redistribuer *via* le réseau, à l'échelle de toute une région. Mais l'implantation de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) ne peut se faire n'importe où. Dans les régions montagneuses, pompage et turbinage se font entre deux lacs. Le long d'un littoral, la surface de la mer est le niveau inférieur, le niveau supérieur étant soit un lac dans les terres, si la configuration du relief s'y prête, soit l'intérieur d'un atoll artificiel [7]. Dans tous les cas, le génie civil nécessaire en fait un outil de gestion onéreux dont la justification économique n'existe que si l'électricité servant au pompage est peu onéreuse. De plus, le rendement de restitution est de l'ordre de 75 %.

La charge des batteries de véhicules électriques serait un bon moyen d'utiliser un excédent des productions intermittentes par rapport à la demande. Mais cette exportation d'énergie hors du réseau pour la propulsion de véhicules ne se ferait qu'à temps partiel, de 1 000 à 2 000 heures (non programmables) par an. De plus, la durée de vie des batteries est limitée par le nombre de cycles charge-décharge.

L'hydrogène obtenu par électrolyse serait à première vue une façon de constituer des stocks d'énergie et pourrait être d'un emploi plus souple. Ce gaz combustible pourrait aussi servir pour produire de l'électricité lorsque les générateurs intermittents ne débitent pas. Mais on peut douter de l'intérêt du procédé qui implique une machine thermique dont le faible rendement ne peut qu'accentuer une inefficacité globale. Celle-ci rend peu réaliste, sur le plan économique, l'association renouvelables-stocks d'hydrogène, en dépit

d'ardents propagandistes [8] qui voient en elle l'avenir du système électrique.

Par rapport à la substitution, le stockage présente un double avantage : sauf pour les CAES, il s'affranchit de l'émission de gaz à effet de serre ; sur un réseau, il permet de garantir la puissance moyenne des générateurs intermittents. Reste la question des coûts et des rendements. Mais l'analyse coûts-bénéfices sort du cadre de cet article.

Discussion

De nombreuses solutions ont été proposées et pour certaines d'entre elles mises en service afin de gérer l'intermittence. Du point de vue de l'association *Sauvons le climat*, toutes ne se valent pas. Il serait paradoxal que la mise en œuvre des sources d'électricité renouvelables se traduise par une augmentation des émissions de gaz à effet de serre.

Or, c'est bien ce qui risque de se produire avec la gestion de l'intermittence par substitution, qui, dans l'état présent des technologies, est la plus facile à implémenter à l'échelle d'un réseau régional, et aussi la plus aisément généralisable. La faible valeur de la puissance garantie oblige à répondre à la demande correspondant à la capacité éolienne installée au moyen de centrales pilotables offrant de grandes dynamiques. Ce pourrait être des centrales hydrauliques, mais, outre le fait qu'il reste peu de sites à équiper dans les pays développés, il paraît préférable de réserver au stockage d'énergie, suivant le principe des STEP. L'autre possibilité réside dans les centrales thermiques à flamme brûlant du charbon ou, plus probablement, du gaz (les turbines à gaz ayant des cinétiques rapides de réponse). Les émissions de gaz à effet de serre sont alors limitées dans les deux cas suivants :

- ✓ ou bien les centrales à flamme sont équipées de dispositifs de captage du carbone et sont reliées à des sites de stockage de CO₂ (CCS, pour *Carbon Capture and Storage*), ce qui alourdit les investissements et les coûts d'exploitation,
- ✓ ou bien la capacité des générateurs intermittents s'ajoute à celles de toutes les autres sources d'énergie électrique qui, sans cet apport, couvrent la demande maximale.

Dans ce cas, la substitution de la puissance des renouvelables à celle des centrales à flamme réduit effectivement les émissions de gaz à effet de serre. Avant sa décision de sortir de l'électronucléaire, l'Allemagne fonctionnait sous ce régime. Elle continuera à le faire, dans la mesure où sera vérifiée une prévision de l'*Energiewende* [9] : une forte diminution de la demande d'électricité dans le cadre d'une réduction de la consommation d'énergie par un facteur 3 d'ici à 2050.

Mais vouloir répondre à une augmentation de la demande d'énergie électrique par des générateurs renouvelables, mais intermittents, oblige à installer des capacités supplémentaires à flamme, qui si elles ne sont pas munies de CCS vont renforcer les émissions de gaz à effet de serre. Pour

Sauvons le climat, c'est inacceptable. Il conviendrait, au contraire, d'optimiser la mise en œuvre des renouvelables en respectant au mieux la contrainte climatique. Produire de la chaleur plutôt que de l'électricité apparaît, de ce point de vue, une meilleure orientation [10].

Pour s'en tenir au domaine de l'électricité, les renouvelables intermittents peuvent contribuer à l'amélioration du bilan carbone dans deux cas : a) ou bien leur puissance (lorsqu'elle existe) est substituée à la production de centrales à flamme dépourvues de CCS, ou bien, b) ils sont associés à un système de stockage d'énergie.

Mais l'épineux problème des coûts globaux de l'électricité produite reste posé. Les générateurs intermittents doivent incorporer, en plus des coûts de production des énergies intermittentes, ceux de la production des énergies de substitution et/ou ceux des systèmes de stockage d'énergie et/ou ceux des réseaux de distribution intelligents.

Notes

* Professeur émérite – Université Pierre et Marie Curie.

** Directeur de recherche (DRCE) CNRS en retraite.

*** Ancien directeur des centres de recherche de Fontenay-aux-Roses et de Saclay du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives.

**** Professeur émérite – Université de Caen.

(1) Le collectif *Sauvons le Climat*, association agréée fondée en 2005, regroupe plus de 30 000 membres, directement et à travers les associations partenaires. Indépendant de tout groupe de pression ou parti politique, *Sauvons le Climat* a pour ambition d'informer nos concitoyens sur les problèmes relatifs au réchauffement climatique et sur les solutions proposées pour le limiter au moindre coût. Ses travaux prennent en compte les trois piliers – environnemental, économique et social – du développement durable.

Les quatre auteurs de cet article sont membres du collectif *Sauvons le climat*.

(2) Cependant même l'intermittence prévisible comme celle entre le jour et la nuit pour le solaire peut-être aussi source de difficultés pour le gestionnaire de réseau lorsque les puissances en jeu sont importantes. Ce problème est déjà visible dans le cas de l'Allemagne en 2012 (32 GW de panneaux solaires) qui, se trouvant actuellement dans l'incapacité d'absorber ses pics de production solaire estivaux, doit absolument les exporter. La situation ne peut qu'empirer si les pays voisins, la France et l'Italie par exemple, choisissent de se doter de parcs pho-

tovoltaïques aussi importants et souhaitent exporter leur production électrique au même moment de la journée.

(3) En fait, cette priorité imposée par la politique ne peut même pas être toujours assurée. Ainsi, pour éviter de déstabiliser les réseaux, les opérateurs sont autorisés, en Allemagne, à déconnecter des parcs éoliens ou solaires, à condition toutefois de rémunérer ces parcs pour l'électricité qu'ils n'ont pas produite alors qu'ils auraient pu le faire !

(4) Il est par contre envisageable et même utilisé pour la gestion instantanée des fluctuations sur le réseau avant que d'autres moyens ne prennent le relai sur des temps allant de la seconde à quelques minutes.

(5) Il s'agit, en fait, d'un lissage de la production autour d'une puissance moyenne qui, bien sûr, est très inférieure à la puissance nominale de l'installation solaire.

Bibliographie

[1] www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/co2_data_mlo.html.

[2] www.sauvonsleclimat.org/production-denergie/energies-renouvelables/vent-de-mer-vent-de-terre.html.

[3] Pour plus de détails, voir BOBIN (J.L.), « Puissance électrique garantie avec des éoliennes », *REE*, mai 2010.

[4] <http://www.sauvonsleclimat.org/etudeshtml/intermittence-et-foisonnement/35-fparticles/1161-intermittence-et-foisonnement.html>.

[5] Sources : <http://www.rte-france.com/fr> (pour la France) (site *ecO₂mix*) ; <http://www.eirgrid.com> (pour l'Irlande) ; <http://www.ree.es> (pour l'Espagne) ; <http://www.transparency.eex.com/de> (pour l'Allemagne et l'Autriche) ; <http://www.energinet.dk> et <http://pfbach.dk/> (pour le Danemark) ; <http://www.exelon.co.uk> (pour la Grande-Bretagne).

[6] Voir, par exemple, JUBAN (J.), SIEBERT (N.) & KARINIOTAKIS (G.), *Probabilistic short-term wind power forecasting for the optimal management of wind generation*, Proc. "Power Tech. 2007", IEEE Conférence, Lausanne, Suisse, 2007.

[7] Projets de LEMPÉRIÈRE (F.) : <http://www.hydrocoop.org/>

[8] Voir RIFKIN (Jérémy), *La troisième révolution industrielle*, Editions Les liens qui libèrent, 2012.

[9] www.bmu.de/english/transformation_of_the_energy_system/general_information/doc/48050.php

[10] www.sauvonsleclimat.org/production-denergie/energies-renouvelables/optimiser-le-deploiement-des-energies-renouvelables-mieux-faire-pour-moins-cher.html