

Dans quelles conditions fonctionnerait le mix électrique prévu pour la France par la loi sur la transition énergétique ?

Dominique Grand⁽¹⁾ (dominiquegrand@gmail.com), **Christian Le Brun**, **André Latrobe** et **Roland Vidil**⁽¹⁾

GIRE (Groupe pour une expertise indépendante et rationnelle sur l'énergie), Grenoble

(1) Hydro21 (Centre européen de l'hydroélectricité, www.hydro21.org)

La transition énergétique prévoit de réduire à 50 % la part du nucléaire dans le mix électrique, pour augmenter celles de l'éolien et du solaire. Or, ces énergies intermittentes nécessitent des moyens pour rééquilibrer le réseau. Nous en dégageons les ordres de grandeur, grâce à une méthode initiée pour la transition énergétique allemande (Energiewende).

En ce qui concerne le mix retenu pour la France, un quart de la production intermittente, 44 TWh, devrait être transféré entre périodes de surplus et de manque. Ce serait possible avec un stockage de grande taille – 15 TWh de volume et 45 GW de puissance – qui malheureusement dépasse largement les moyens connus (barrages hydroélectriques, batteries...). Sans ce stockage, les centrales à combustibles fossiles pallieraient la demande, dégradant ainsi l'empreinte carbone. Ceci se voit déjà dans les résultats de la décennie écoulée en Allemagne et en Europe.

L'électricité est un vecteur d'énergie en expansion au niveau mondial, car elle alimente les nouveaux usages et permet de décarboner le transport et le chauffage dans les villes et les mégapoles. Aussi, la production d'une électricité faiblement émettrice de CO₂ et de polluants est un enjeu majeur. Dans ce contexte, les sources d'énergie éolienne et solaire bénéficient d'un préjugé favorable, et leurs installations se multiplient. L'Union européenne favorise leur développement. En France, la loi sur la transition énergétique, engagée en 2015, vise à

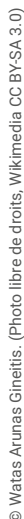
leur donner la part d'électricité gagnée sur la production nucléaire, réduite de 75 % à 50 %.

Notre étude aborde le fonctionnement de ce futur mix électrique, contenant une part accrue de productions tirées des flux intermittents solaires et éoliens. Elle est fondée sur une méthode initiée par Friedrich Wagner pour étudier le cas de l'Allemagne [1], pays déjà fortement engagé dans les productions éolienne et solaire. Vu l'intérêt des résultats obtenus par cette méthode, nous avons décidé de l'appliquer au cas français [2].

Mix électrique avec 35 % d'éolien et de solaire

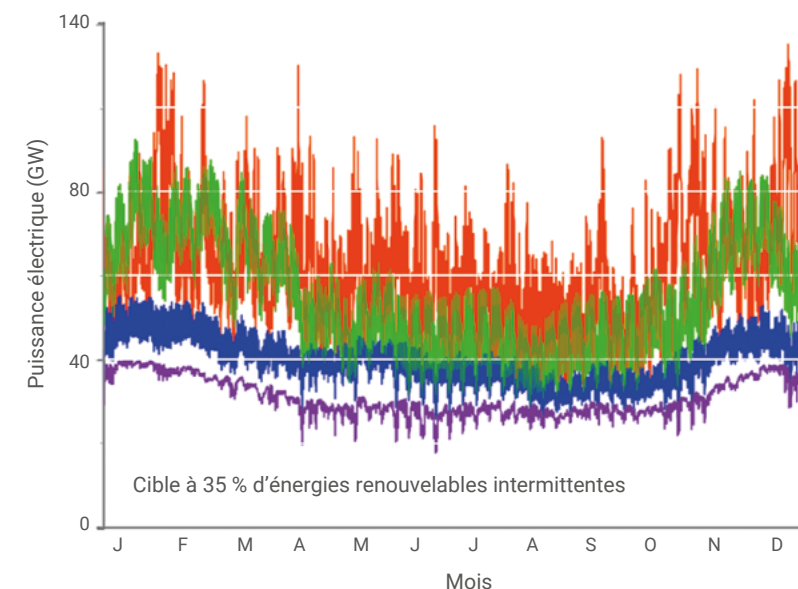
Pour la France, le mix électrique annuel retenu est l'état visé au terme d'une transition énergétique qui, pour une année cible autour de 2035, ferait croître l'éolien et le solaire à 35 % de la production annuelle, en réduisant le nucléaire à 50 %. En termes de quantités annuelles d'électricité :

- la production intérieure d'électricité serait inchangée : 548 TWh (valeur de 2013) ;



Centrale de pompage-turbinage (STEP) de Kruonis en Lituanie.

- >>>



1. Valeurs des puissances transitant sur le réseau français chaque demi-heure d'une année du mix à 35 %. Consommation (courbe verte). Productions : base nucléaire (courbe violette), à laquelle sont ajoutées les productions hydroélectrique et biomasse (désignées par Hydraulique – courbe bleue), et enfin les énergies renouvelables intermittentes (EnRi, regroupant éolien et solaire – courbe orange).

>>>

Cette figure montre les fortes fluctuations de la production totale provoquées par les énergies renouvelables intermittentes (EnRi). Les fluctuations augmentent d'une décade quand on passe de la production cumulée nucléaire et hydroélectrique (courbe bleue) à la production totale avec les EnRi (courbe orange). Cette dernière fluctue trois fois plus que la consommation (courbe verte).

Il est parfois objecté que l'extrapolation au mix 35 % des données de l'année 2013 exagérerait l'amplitude des fluctuations. Un supposé foisonnement les atténuerait. Suivant cette thèse, les fluctuations se neutraliseraient avec la multiplication de sources éoliennes et solaires connectées à un réseau électrique européen conducteur parfait (la plaque de cuivre). Cette thèse n'est pas vérifiée dans les faits, car les productions restent corrélées à la taille réduite du continent européen. C'est une évidence pour le solaire, car l'Europe ne dépasse pas deux fuseaux horaires. Mais c'est aussi vrai pour les productions éoliennes, car les structures de l'atmosphère s'étendent sur un millier de kilomètres et, lorsqu'une situation anticyclonique s'installe, elle couvre la plupart des pays de l'Europe, les privant de production éolienne. Ceci a été montré par plusieurs travaux cités en [2], et précisé dans une étude récente de l'association VGB Power Tech sur 18 pays européens [3]. Nous l'avons aussi observé dans une comparaison entre Allemagne et France [4] et tout récemment [5].

Nouveaux besoins émergents du mix à 35 % d'énergies renouvelables

Pour quantifier les résultats du mix à 35 % d'énergies renouvelables intermittentes (EnRi), on compare les productions éolienne et solaire à la quantité qui devrait être produite pour égaler la consommation, une fois retirées les productions de l'hydraulique, de la biomasse et du nucléaire. Cette quantité est appelée « charge restante » par la suite.

Pour l'année cible, la charge restante et la production des EnRi intermittentes sont égales à 193 TWh en valeurs annuelles. En revanche, pour

les valeurs instantanées, à intervalles d'une demi-heure, la puissance requise pour la charge restante n'est pas égale sauf, rare exception, par la puissance produite par les EnRi [2].

Deux cas d'inégalité apparaissent dans l'historique des puissances :

- puissance des EnRi supérieure à celle de la charge restante, cause d'un surplus ;
- puissance des EnRi inférieure à la charge restante, d'où manque de production.

Aussi, des moyens pilotables, dont la puissance peut être modulée à volonté, doivent être ajoutés à la production des EnRi pour rétablir l'équilibre du réseau : prélever l'énergie de surplus, la stocker, puis l'utiliser pour combler les manques. Nous appelons « stockage idéal » l'ensemble de ces moyens, dont la composition est donnée plus loin.

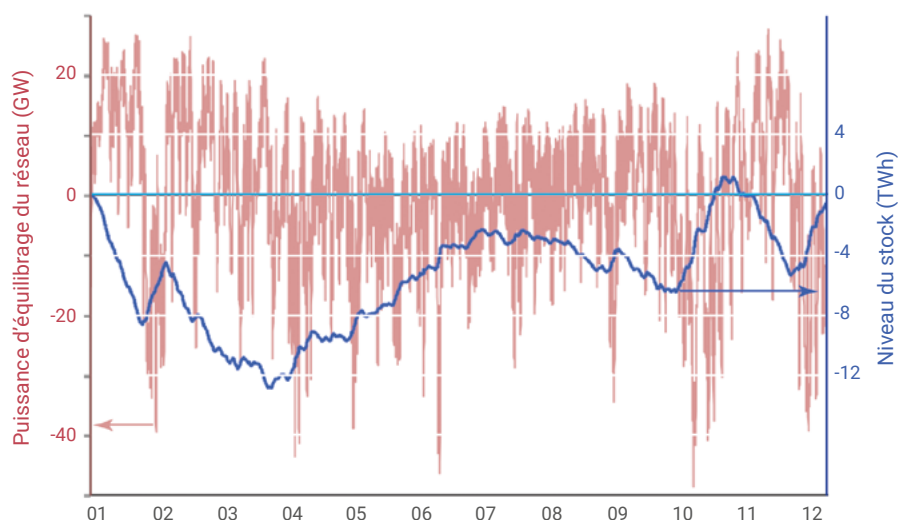
Dimensionnement d'un stockage idéal

Un stockage idéal, sans perte, permettrait à lui seul de remplir cette fonction d'équilibrage. La figure 2 décrit son fonctionnement sur l'année.

La courbe rose représente la puissance du courant électrique échangée pendant une demi-heure entre le stockage et le réseau pour maintenir

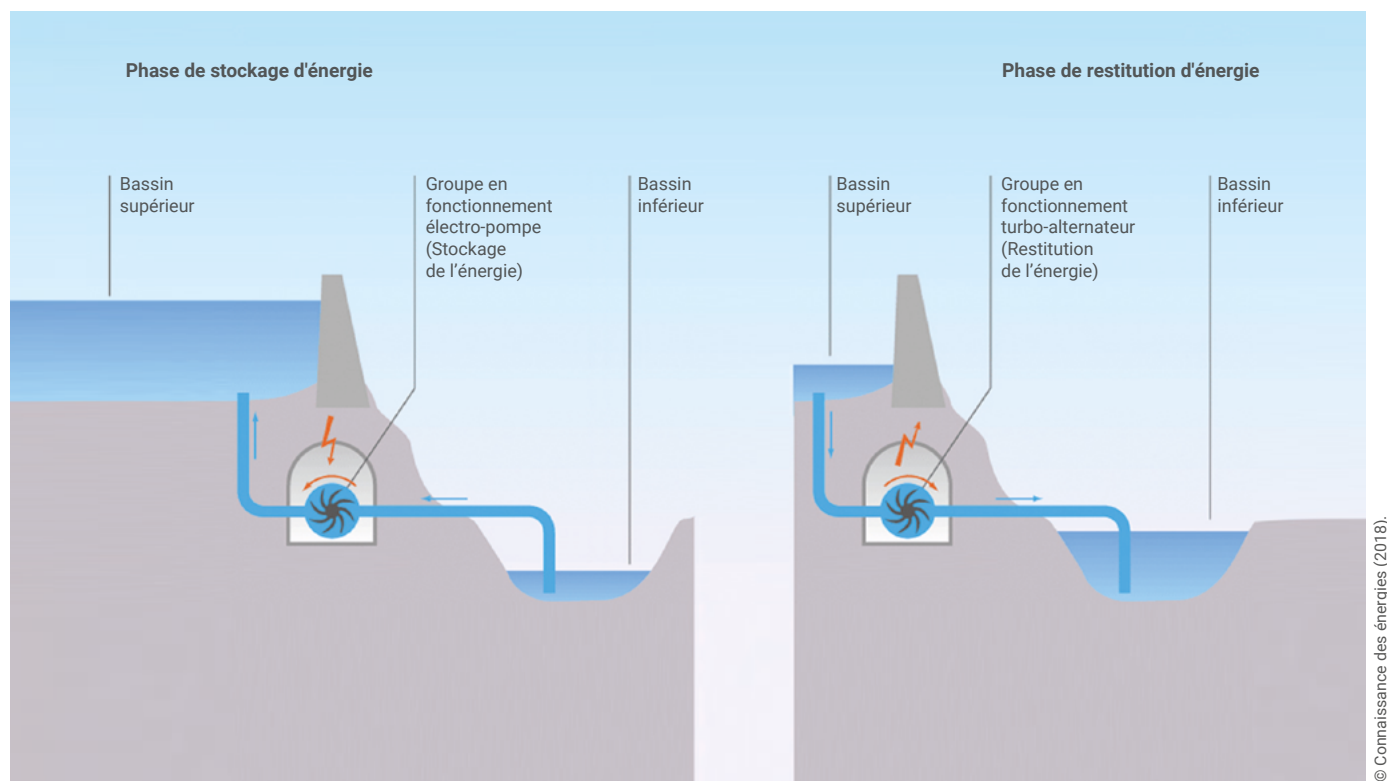
son équilibre. Cette puissance est positive quand, sortant du stockage, elle complète la production pour combler un manque. Elle est négative quand le stockage extrait du réseau la puissance en surplus. Dans ce dernier cas, la puissance à extraire peut atteindre 45 GW. L'effacement des sources intermittentes permettrait de réduire la valeur absolue de cette puissance. En revanche, la puissance positive maximale, 25 GW, est une production qui doit être atteinte pour maintenir l'équilibre du réseau. L'intégration temporelle des séquences de puissance positive aboutit à une production annuelle de 44 TWh, qui comble les manques. Cette production provient de la restitution de l'énergie de 44 TWh, prélevée lors des séquences de surplus.

Entre prélèvement et restitution, l'énergie doit être stockée. Pour fonctionner continuellement sur l'année, le stockage doit avoir un volume suffisant pour contenir le niveau variable du stock d'énergie sur l'année. La courbe bleue de la figure 2 donne le niveau du stock et résulte de l'intégration temporelle de la puissance entrant ou sortant du stockage. L'amplitude entre le maximum et le minimum de la courbe, 15 TWh, détermine le volume minimal du stockage pour qu'il soit disponible toute l'année.



2. Fonctionnement du stockage idéal sur les douze mois de l'année.

Courbe rose et axe à gauche : puissance (GW) demi-horaire positive (production) ou négative (prélèvement). Courbe bleue et axe à droite : niveau d'énergie dans le stock.



3. Principe de fonctionnement d'une centrale STEP (Station de transfert d'énergie par pompage). En mode pompe moteur, le groupe hydro-électrique réversible consomme de l'électricité pour pomper l'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur. En mode turbine-alternateur, il produit de l'électricité lors du transfert d'eau du bassin supérieur vers le bassin inférieur.

La validité de la méthode utilisée pour dégager les ordres de grandeur est confirmée par la consistance des résultats obtenus avec des mix différents (Allemagne avec 72 % ou 86 % d'EnRi, France avec 35 %), en partant d'historiques de puissance d'années différentes (2010, 2012, 2013). Leur synthèse, réalisée avec F. Wagner [4], montre que l'énergie à transférer annuellement des périodes de surplus aux périodes de manque représente un quart de la production des EnRi (à condition de minimiser ce transfert grâce à un mix optimal des EnRi, avec 80 % d'éolien et 20 % de solaire [1, 2]).

Les solutions pratiques pour ce stockage

En résumé, le « stockage idéal » devrait absorber jusqu'à 45 GW de puissance lors des surplus et produire jusqu'à 25 GW pendant les manques. Pour transférer 44 TWh des surplus aux manques au cours de l'année, le stockage doit disposer

d'un volume d'au moins 15 TWh et de productions pilotables. Les différentes solutions envisageables dans les décennies à venir sont passées en revue, et leur capacité à répondre à ce cahier des charges évaluée dans la suite de cet article.

Compter sur les pays voisins

C'est un moyen de stockage pratiqué à ce jour par le Danemark et l'Allemagne. Les pays scandinaves importent une grande partie de l'électricité éolienne de ces deux pays et, quand le vent fait défaut, ils y exportent l'hydroélectricité modulable. Ce système fonctionne tant qu'il reste des sources pilotables en abondance dans les pays voisins, mais saturera avec la généralisation des sources intermittentes. En effet, pour les raisons mentionnées plus haut, il y a une forte corrélation entre les périodes de manques et de surplus à l'échelle de l'Europe pour le solaire, l'éolien terrestre comme marin, qui suivent les mêmes variations temporelles [3, 5].

Apport de l'hydroélectricité

Les stations de transfert d'électricité par pompage (STEP) offrent la plus grande capacité de tous les moyens de stockage, ainsi qu'un des meilleurs rendements avec 80 % : l'eau sortant de la centrale y est récupérée dans un réservoir (bassin inférieur), d'où elle peut être relevée vers le barrage en amont (bassin supérieur) par pompage pendant les surplus d'électricité afin d'être de nouveau turbinée pendant les périodes de manque (fig. 3). Au total, la France dispose d'une puissance de STEP de 4,2 GW et d'une capacité d'environ 0,1 TWh. Il faudrait multiplier cette capacité par 150 pour atteindre la capacité du stockage idéal. Un doublement de la capacité serait un succès, compte tenu de la difficulté de trouver de nouveaux sites. Pour la puissance installée, l'objectif est moins éloigné, les STEP représentant entre un sixième et un dixième du besoin. Aujourd'hui, le pompage absorbe 7 TWh. Transférer 10 TWh des périodes de surplus vers

>>>

“Transférer 10 TWh des périodes de surplus vers les périodes de manque semble possible en utilisant pleinement la flexibilité [des STEP], mais cela ne représente qu’un quart du besoin.”

>>>

les périodes de manque semble possible en utilisant pleinement la flexibilité de l’hydroélectricité, mais cela ne représente qu’un quart du besoin.

Stockage par les particuliers ajustant leur consommation

Avec le développement de la mobilité électrique, on peut espérer que les voitures particulières soient utilisées comme stockages décentralisés et mobiles. Ceci nécessite le développement d’un parc de véhicules électriques dont le volume de batteries pourra être utilisé partiellement pour gérer l’intermittence, en plus de son utilisation principale, la mobilité, et à la condition que les véhicules soient connectés quand ils ne roulent pas. Avec ce moyen et d’autres d’ajustement de la consommation, on peut espérer atteindre un transfert d’environ 8 TWh [6].

Stockage au long court avec du gaz

Puis il faut recourir au stockage sur de longues périodes, en convertissant l’électricité en hydrogène utilisé ensuite dans des piles à combustible pour produire l’électricité. Le rendement théorique de l’ensemble de

l’opération est au mieux de 50 %. Au prix d’une opération supplémentaire, on peut faire du méthane, plus simple à stocker, mais le rendement tombe alors à 30 % (voir l’article de G. Sapy, p. 129). Les systèmes industriels n’existent pas encore et devront offrir un usage autre que le seul stockage d’électricité pour justifier leur développement certainement coûteux.

Moyens pilotables

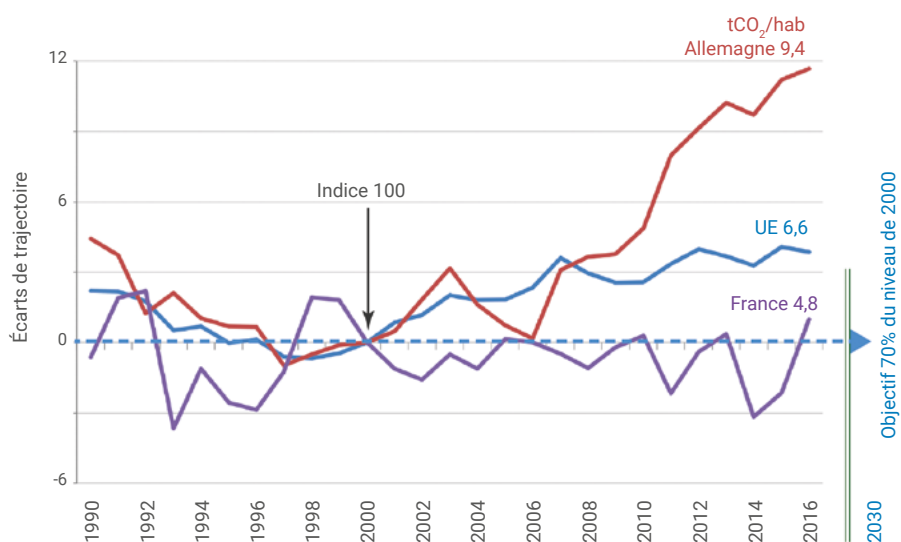
Tous les moyens envisageables ayant été mobilisés pour gérer l’intermittence, il resterait plus de la moitié des 44 TWh à produire lors des manques. La flexibilité de l’hydraulique ayant été déjà prise en compte, il reste celle du nucléaire avec une partie du parc permettant le suivi de charge, comme le montre la figure 1. Ensuite, ce sont les centrales à combustibles fossiles qui devront prendre le relais.

Les émissions de CO₂

Comment le bilan carbone de ce nouveau mix peut-il être évalué ? Les résultats précédents montrent que des moyens pilotables utilisant des combustibles fossiles restent

nécessaires pour assurer l’équilibre du système, d’autant plus qu’on réduit la contribution du nucléaire. Les limites d’un déploiement massif de l’éolien et du solaire commencent à être abordées dans le débat public, d’autant plus que l’Union européenne ne parvient pas à tenir ses engagements de réduction des émissions de CO₂.

La figure 4 montre l’évolution de 1990 à 2016 d’un indice défini par la Commission européenne pour le suivi de l’empreinte carbone des pays de l’UE. L’émission de CO₂ induite par sa consommation d’énergie est en moyenne de 6,6 tonnes par an et par habitant pour un Européen en 2016. Elle est de 4,8 t pour un Français et de 9,4 t pour un Allemand (données 2016 indiquées à droite des courbes), alors que les consommations d’énergie sont quasiment égales. Pour vérifier que les pays suivent le même rythme de réduction défini pour l’Europe indépendamment du niveau, l’émission de chaque pays en 2000 a été ramenée à un indice égal à 100. Pour atteindre en 2030 un objectif de réduction de 40 % des émissions de CO₂ par rapport à celles de 1990 (30 % par rapport à celles de 2000), les résultats des pays devraient



4. Évolution de 1990 à 2016 de l’empreinte carbone de l’énergie consommée par habitant pour l’Union européenne, l’Allemagne et la France par rapport à l’objectif fixé pour 2030. Un indice établi à 100 en 2000 permet de comparer les évolutions de cette empreinte, indépendamment de son niveau. L’axe horizontal dirige vers l’objectif de réduction en 2030 de 40 % des émissions par rapport à 1990 (de 30 % par rapport à 2000). En ordonnée, est porté l’écart des évolutions mesurées par rapport à cette tendance. (Données Eurostat, Commission européenne)

s'aligner sur l'axe horizontal du graphique de la figure 4. (N.B. : Depuis la rédaction de cet article, l'objectif de réduction a été fixé à 55 % d'ici 2030 par rapport à 1990).

L'ordonnée donne l'écart par rapport à cette trajectoire de baisse. Quand les valeurs observées passent en dessous de l'axe dans le demi-plan inférieur, les émissions baissent plus vite que le rythme fixé. Au contraire, quand la trajectoire passe dans le demi-plan supérieur, les émissions baissent insuffisamment par rapport à l'objectif, ce qui peut être résumé comme une dégradation de l'indice du pays. Le fait notable est la dégradation de l'indice de l'Allemagne à partir de 2000. Il en est de même de l'indice de l'Union européenne à un degré moindre. L'indice de la France oscille autour de l'axe.

Or, l'aggravation de l'empreinte carbone de l'Allemagne est concomitante avec un déploiement massif de l'éolien et du solaire et l'arrêt du nucléaire. Ainsi, une opinion largement répandue selon laquelle les renouvelables (éolien et solaire) assureraient la réduction des émissions anthropiques de CO_2 se révèle démentie par les faits. Ceci se comprend quand on se rend compte de la difficulté (vue plus haut) posée par l'intermittence. Déployer massivement l'éolien et le solaire sans avoir mis en place les moyens pilotables à faible empreinte carbone complémentaires, conduit à dépendre de centrales à combustibles fossiles qui augmentent les émissions de CO_2 . Avec un parc hydraulique plus important que l'Allemagne et un développement plus limité des ENR intermittentes, la France a évité cet écueil. Pour l'avenir, il faut d'abord agir sur les sources principales de CO_2 (habitat et transport) et développer les sources d'électricité pilotables à faible empreinte carbone.

Conclusion

Éolien et solaire photovoltaïque sont les deux sources d'énergies renouvelables qui peuvent accroître leur part du mix électrique en Europe, après que le potentiel de l'hydroélectricité y ait été largement exploité. Leur image, largement positive dans

le public, a incité à leur déploiement massif, d'abord en Allemagne à partir de 2000, puis dans l'Union européenne par mimétisme. La France a entrepris une réduction du nucléaire qui permettrait d'ouvrir une part croissante de la production électrique à ces sources. Malheureusement, ces décisions sont venues sans que des études aient été faites — ou au moins rendues publiques — pour évaluer le fonctionnement d'un mix avec 35 % de production d'énergies intermittentes dépendant de flux naturels aléatoires. L'étude de F. Wagner publiée en 2012 pour l'Allemagne et la nôtre pour la France, deux ans plus tard, ont été engagées dans ce contexte en vue d'obtenir au moins les traits principaux et les ordres de grandeur du fonctionnement de ce mix.

Un trait commun se dégage : la nécessité de transférer un quart de la production intermittente des périodes de surplus vers les manques. Le mix à 100 % renouvelable, pour une consommation limitée à 422 TWh, nécessiterait de transférer plus de 90 TWh, soit plus du double du mix étudié ici [6, 7]. Dans l'idéal, un stockage sans perte permettrait ce transfert. Même avec une part des ENR

limitée à 35 %, la taille du stockage s'élèverait à deux cents fois le potentiel des STEP françaises. D'autres moyens pourraient être ajoutés mais, dans tous les cas, il y a une forte disproportion entre les besoins théoriques et les moyens existants. De plus, les dispositifs réels n'ont pas le rendement parfait supposé du stockage idéal de référence. Avec 80 %, les STEP ou les batteries présentent le meilleur rendement, inatteignable par le stockage dans un gaz (hydrogène ou méthane), aux rendements situés autour de 30 %.

En l'absence de ces moyens et du nucléaire qui peut assurer une part de la flexibilité, le recours aux centrales thermiques à combustibles fossiles reste incontournable. Les évolutions comparées des émissions de CO_2 dans les pays européens montrent que l'Allemagne, en pointe sur le développement des ENR, s'éloigne de ses objectifs de réduction des émissions de CO_2 depuis plus de dix ans et entraîne l'UE dans cette dérive. Il en résulte différentes alertes sur le non-respect par l'UE de ses engagements. Un développement rationnel des ENR devrait être précédé par la mise en place de moyens neutres en carbone, capables de gérer l'intermittence. ■



- 1• F. Wagner, "Electricity by intermittent sources: an analysis based on the German situation 2012", *Eur. Phys. J. Plus* **129**:20 (2014).
- 2• D. Grand, C. Le Brun et R. Vidil, « Intermittence des énergies renouvelables et mix électrique », *Techniques de l'Ingénieur*, IN-301 (2015).
- 3• T. Linnemann et G.S. Vallana, "Wind energy in Germany and Europe", *Atw. Internationale Zeitschrift für Kernenergie* **64**(3) (2019) 141-148.
- 4• D. Grand, C. Le Brun, R. Vidil et F. Wagner, "Electricity production by intermittent renewable sources: a synthesis of French and German studies", *Eur. Phys. J. Plus* **131**: 329 (2016).
- 5• D. Grand et M. Fontecave, « Le foisonnement éolien : les limites d'un mix électrique à forte proportion d'énergies renouvelables intermittentes », *Comptes Rendus Chimie*, **26** (2023) 63-75. DOI : 10.5802/crchim.232
- 6• D. Grand, C. Le Brun et R. Vidil, « Un mix électrique à 100 % renouvelable : avec quelles conséquences ? », *La revue de l'énergie* **631** (2015) 192-206.
- 7• M. Fontecave et D. Grand, « Les scénarios énergétiques à l'épreuve du stockage des énergies intermittentes », *Comptes Rendus Chimie*, **24**(2) (2021) 331-350. (<https://doi.org/10.5802/crchim.115>).