

Électricité et énergies renouvelables : jusqu'où le réseau électrique actuel peut-il gérer des sources décentralisées ?

André Merlin (62),
directeur de Réseau de transport d'électricité (RTE)

TOUT AU LONG du vingtième siècle, les moyens de production de l'électricité, qu'ils soient thermiques ou hydrauliques, ont connu une croissance en taille sur un nombre limité de sites. Cette situation pouvait s'expliquer par le gain lié à l'effet de taille et aussi par la meilleure utilisation possible des localisations dont l'acceptabilité était difficile.

Ce n'est que depuis cette dernière décennie que cette tendance s'est inversée avec le développement de sources de production décentralisées. En France, ce mouvement a été initié par le développement d'unités de cogénération, qui fournissent simultanément électricité et chaleur tertiaires, et plus récemment avec le développement des énergies renouvelables. Cette tendance s'inscrit dans le cadre de la directive européenne du 27 septembre 2001¹, par laquelle l'Union européenne s'est engagée à porter de 15 à 22 % d'ici à 2010 la part de la consommation d'électricité couverte par les énergies renouvelables.

Cette directive, qui a fait l'objet d'une première évaluation par la Commission européenne en mai 2004², favorise le développement de moyens de production, par nature de taille moins importante et dont

l'implantation est plus dispersée. Ce mouvement est déjà très avancé dans des pays comme le Danemark, l'Espagne ou l'Allemagne qui ont notamment développé un parc éolien très important. Il en est encore à ses débuts dans beaucoup d'autres pays, dont la France.

Cette tendance de fond conduit RTE, en tant que gestionnaire en France du réseau public de transport d'électricité, à adapter les dispositions prises aujourd'hui pour gérer et exploiter le parc de production ; elle va aussi avoir de fortes répercussions sur la planification et l'exploitation du réseau de transport d'électricité.

Vous avez dit "énergies renouvelables" ?

Le terme énergies renouvelables (EnR) recouvre une vaste gamme de moyens de production aux technologies variées. En matière de production d'électricité, il s'agit des sources non fossiles comme les énergies éoliennes, solaires photovoltaïques, géothermiques, houlomotrices, marémotrices, hydroélectriques ou les énergies issues de la biomasse.

Ces énergies sont déjà utilisées depuis fort longtemps en France mais

avec des taux de pénétration très variables. L'hydraulique, par exemple, couvre environ 15 % de la consommation française d'électricité.

Aujourd'hui, les autres moyens de production renouvelables ne jouent pas un rôle significatif au regard de la consommation nationale : il y avait ainsi 250 MW de production éolienne en service à fin 2003 en France continentale, pour une consommation à la pointe de 80 000 MW.

Pour apprécier l'impact de la production à base de sources renouvelables, il convient d'anticiper la nature de la puissance qui sera installée et de son évolution dans les années à venir.

Le tableau suivant, élaboré en 2002, présente les niveaux d'équipement que le Syndicat des énergies renouvelables entend développer industriellement d'ici 2010 pour atteindre les objectifs de la directive européenne. À droite, on trouve les objectifs établis par les pouvoirs publics, pour un horizon plus proche.

1. Directive 2001/77/CE relative à la promotion d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité.

2. Voir document COM (2004) 366 du 26 mai 2004.

Tableau I
Deux visions du développement des énergies renouvelables en France

Filière	Puissance (MW) à installer entre 2002 et 2010 [SER] ³	Arrêté PPI ⁴ : puissance (fourchette MW) à installer entre 2003 et 2007
Éolien	14 000	2 000-6 000 + 500-1 500 <i>offshore</i>
Biomasse	1 000	200-400
Petite hydroélectricité	1 000	200-1 000
Photovoltaïque	150	1-50
Géothermie	150	10-60

Ces prévisions montrent qu'il existe un consensus sur le fait que l'éolien offre le plus fort potentiel du développement des énergies renouvelables.

Afin de préparer l'avenir, RTE est chargé par la loi d'établir un bilan prévisionnel de l'offre et de la demande d'électricité qui participe à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements de production. Dans ce cadre, il a été retenu comme hypothèse que le développement des énergies renouvelables en France se ferait majoritairement par l'installation d'un parc éolien, qu'il soit terrestre ou *offshore* ; cette hypothèse est confortée par les analyses de l'ADEME⁵.

RTE considère en effet que les autres moyens de production pourront être raccordés sans difficulté majeure sur les réseaux existants et représenteront un volume qui sera d'un ordre de grandeur similaire à l'incertitude qu'il peut y avoir sur la consommation.

Trois éléments déterminants restent à caractériser dans ce contexte :

- le volume global du parc qui sera installé à divers horizons temporels,
- sa localisation géographique,
- et ses caractéristiques de production.

Sur le premier point, le respect des objectifs (ambitieux) de la directive européenne conduirait à installer environ 14 000 MW d'ici à 2010 (chiffres ADEME).

Quant aux deux autres points, il convient de réduire les incertitudes afférentes par un ensemble d'études prospectives que RTE mène actuellement.

Comment fonctionne un réseau ?

La problématique pour le gestionnaire de réseau de transport est double. Il doit à tout instant :

- s'assurer qu'il y a égalité entre production et consommation ;
- s'assurer que la puissance produite arrive chez les clients consommateurs sans dépasser la capacité des ouvrages du réseau (lignes et transformateurs).

Ce problème se complexifie très vite par la prise en compte des aléas affectant les éléments du réseau ou les centrales de production, les niveaux de consommation, et par l'exigence de maîtrise de la sûreté du fonctionnement du système électrique – maintien de la tension, de la fréquence et de la stabilité des unités de production. Se rajoute à cela la nécessité d'entretien du réseau qui se traduit régulièrement par la mise hors tension de certains de ses éléments, ce qui peut le rendre plus vulnérable. Enfin, ce type de problème se gère simultanément dans chacun des pays européens, qui sont interdépendants par le biais des lignes d'interconnexion.

L'électricité ne se stockant pas, le gestionnaire de réseau est tenu de prévoir à l'avance la disponibilité des moyens de production et de réseau qui lui permettent le moment venu d'exploiter convenablement le système électrique tout en ayant suffisamment de réserve pour faire face à des indisponibilités fortuites.

RTE a donc mis en place une organisation spécifique pour planifier les opérations de maintenance de son

réseau et donc sa disponibilité mais aussi, avec les producteurs, pour que soit organisée la maintenance des moyens de production.

Quel impact un parc éolien peut avoir sur cette organisation ?

En ce qui concerne le réseau, l'arrivée de 14 000 MW (un peu plus de 15 % de la puissance de pointe en France, le 8 janvier 2003) aura un impact certain. Indépendamment des lignes à créer pour raccorder au réseau existant ces nouveaux moyens de production, ces installations vont très sensiblement modifier les transits sur les lignes existantes et peut-être nécessiter leur renforcement.

Mais la caractéristique majeure de l'éolien est la très grande variabilité de la puissance délivrée en comparaison des autres moyens de production.

Nous revenons sur ces points dans les paragraphes qui suivent.

Production décentralisée et développement de réseau

Afin de favoriser le développement des énergies renouvelables en France, les pouvoirs publics ont mis en place un ensemble de dispositifs : tarif d'achat⁶, appels d'offres biomasse, éolien **offshore** et terrestre⁷.

Une des spécificités de ces dispositifs est que le tarif d'achat ne s'applique qu'à des installations de moins de 12 MW. Pour atteindre les objectifs visés, c'est donc environ à un millier de raccordements que les gestionnaires de réseaux pourraient avoir à procéder.

À la différence des raccordements d'autres moyens de production, ce

3. Énergie Plus 1^{er} novembre 2002.

4. Arrêté du 7 mars 2003 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité.

5. On pourra consulter le site de l'Agence de développement pour la maîtrise de l'énergie <http://www.ademe.fr> ainsi que le site <http://www.suivi-eolien.com>

6. Arrêtés du 8 juin 2001 (éolien), du 13 mars 2002 (photovoltaïque)...

7. Voir le site de la Commission de régulation de l'énergie (www.cre.fr)

sont les gestionnaires de réseaux de distribution qui sont en premier lieu concernés car 12 MW constituent une puissance que l'on raccorde sur de tels réseaux. On pourrait imaginer que ces nouvelles installations vont compenser la consommation locale et ainsi réduire les transits sur les lignes du réseau de transport. Mais en fait les niveaux de puissance à installer et leur localisation potentielle font que la production sur les réseaux de distribution devient très vite excédentaire et doit emprunter le réseau de transport. Le gestionnaire de ce réseau est donc lui aussi directement concerné.

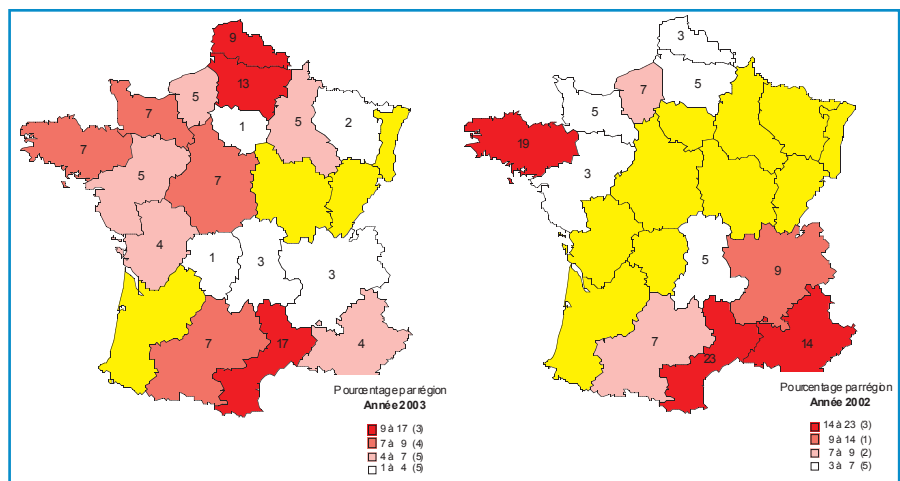
La question posée au gestionnaire de réseau de transport est de savoir si la capacité de son réseau est suffisante pour accueillir tous les projets qui vont se présenter. *A priori*, il s'agit d'une question classique qui implique de connaître d'une part la localisation des projets et, d'autre part, leur puissance.

Mais la situation actuelle confère à cette question une dimension particulière qui rend la problématique complexe pour les gestionnaires de réseaux électriques.

Ceux-ci ont en effet été soumis à une multiplication des demandes de raccordement émanant de porteurs de projets cherchant à s'assurer des possibilités de raccordement au réseau, sans nécessairement avoir mené à bien toutes les démarches réglementaires préalables à la construction des installations. Cette situation a été aggravée par la difficulté des porteurs de projets à obtenir les permis de construire et par le fait que le tarif d'achat était limité à deux tranches de 1 500 MW. Ainsi, en 2001, plus de 18 000 MW de demandes ont été adressées aux gestionnaires de réseaux; ce rythme exceptionnel ne s'est pas relâché les années suivantes.

Dès lors, la situation est devenue particulièrement complexe pour les gestionnaires de réseaux : en effet comment répondre à la question "puis-je installer 10 MW à tel endroit?" sachant qu'au même moment et pour le même endroit sont déposées des demandes équivalentes à quelques centaines voire un millier de MW de projet dont les chances de réalisation sont toutes très

Figure 1
Volume (en %) des demandes de raccordement par région administrative



incertaines. Il est évident que si le projet est le seul à se réaliser, il n'y aura probablement aucune difficulté à le raccorder. À l'inverse, si tous les projets ayant fait l'objet d'une demande antérieure devaient se réaliser, le réseau ne saurait faire face.

Mais qu'en est-il entre les deux ?

Les gestionnaires de réseaux ont cherché, avec des représentants de la profession, à mettre au point des procédures de traitement des demandes de raccordement destinées à apporter une réponse raisonnable à ce problème. RTE a ainsi expérimenté deux procédures depuis bientôt trois ans⁸ et vient de publier une nouvelle version qui est accompagnée par la parution sur le site Internet de RTE de la capacité d'accueil du réseau public de transport.

En parallèle, RTE a également cherché ces dernières années à aborder le problème sous deux axes différents :

- la première question était "en supposant que les demandes soient représentatives des projets qui se réaliseront et en appliquant une règle du "premier arrivé premier servi", quelle puissance saurait-on raccorder sans renforcement du réseau de transport ?"

- la seconde question était "en supposant que le parc éolien se développe au prorata des demandes (14 000 MW construits pour 18 000 MW deman-

dés) quels ouvrages du réseau de transport faudrait-il construire pour raccorder ce parc au réseau ?"

Cet exercice a été conduit en 2002 puis en 2003 car la localisation des demandes entre ces deux années a fortement varié comme l'illustrent les deux cartes ci-dessus.

On a assisté en 2002 à une focalisation des demandes sur les zones à fort potentiel éolien (côtes de la Manche, mer du Nord et régions méditerranéennes pour l'essentiel). Puis, face aux difficultés d'obtention des autorisations, les projets se sont déplacés vers des zones moins ventées mais encore attrayantes au vu de la structure du tarif d'achat.

Malgré cette variation importante des hypothèses, la capacité installable sans impact sur le réseau de transport est de 6 000 à 7 000 MW dans les deux cas. L'exercice a montré une partition de la France en deux régions différentes très typées : d'un côté le Nord et l'Ouest où il y a peu de production sur les réseaux haute tension, et, de l'autre côté, le Sud et le Sud-Est où la capacité du réseau est faible et où la production hydraulique est en concurrence avec l'éolien.

Par conséquent, l'installation des premiers milliers de MW éoliens ne nécessite pas un renforcement du réseau de transport, sous réserve que les projets se développent plutôt dans la moitié nord de la France.

8. www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_raccord.htm

Par ailleurs, en réponse à la seconde question, les besoins en réseau sont moins importants dans l'hypothèse d'une localisation sur la base des éléments de 2003 par rapport à celle de 2002 ; de plus les ouvrages à construire sont notablement différents.

RTE, conformément à sa mission de développement du réseau public de transport, a analysé l'opportunité d'un accroissement de la capacité d'accueil du réseau, en raison notamment des délais particulièrement longs de réalisation des lignes de transport d'électricité.

Ces analyses et les conclusions précédentes, selon lesquelles il n'apparaît pas d'invariant dans les ouvrages à construire, ont clairement fait apparaître deux risques. Le premier est de générer des coûts échoués : les ouvrages réalisés auraient en fait peu de chance d'être une simple anticipation de besoins de transport à satisfaire ultérieurement car les projets sont le plus souvent implantés dans des zones ayant une faible densité de consommation d'électricité avec des taux de croissance réduits. Le second risque est de susciter une réaction de rejet d'autant plus fort de la part des populations concernées par ces projets que ceux-ci ne seraient pas clairement identifiés.

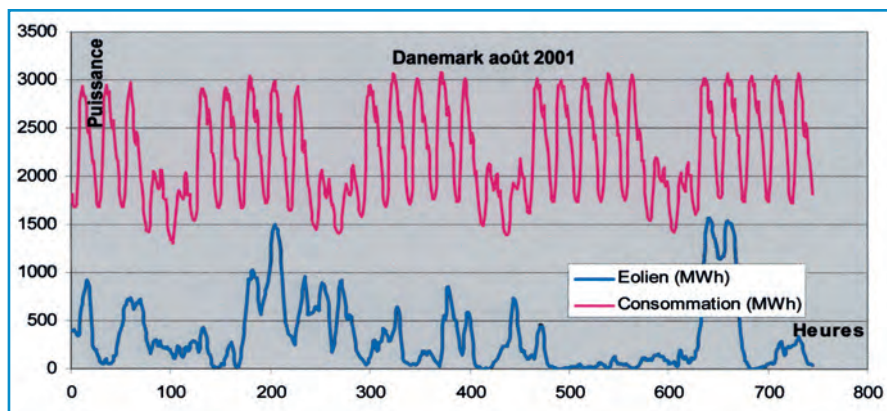
Aussi, en raison des incertitudes majeures quant à la cible, la vitesse de déploiement et la localisation des futures installations, et en dépit d'une programmation nationale des investissements de production, RTE juge préférable, à ce jour, ne pas précipiter des développements de réseaux.

L'intermittence de l'éolien et l'ajustement de l'offre à la demande

Principales caractéristiques de la production éolienne

L'intermittence de la production éolienne est une caractéristique très spécifique de ce type de production. Certes d'autres moyens de production voient varier leur puissance de sortie, par exemple suite à des variations de température ambiante, suite à des incidents... mais aucun moyen

Figure 2
Courbe de production et de consommation d'un mois dans le sud du Danemark



de production n'est aussi variable et aussi imprédictible que l'éolien.

La figure ci-dessus montre les évolutions temporelles sur un mois de la production de la zone sud du Danemark mise en regard de la consommation sur la même zone. La production installée à l'époque sur cette zone était d'environ 2 000 MW. La figure illustre le fait que la puissance d'une zone assez limitée peut être quasiment nulle une semaine puis proche de la puissance maximale la semaine suivante, la transition entre ces deux valeurs se faisant en quelques heures.

Certes, l'hydraulique aussi présente des caractéristiques assez variables mais la différence essentielle réside dans la constante de temps des phénomènes : quand un litre d'eau a franchi un barrage en amont de la Dordogne, il lui faudra plus de quelques heures pour se répandre jusqu'à la Gironde. L'expérience acquise a permis de développer des modèles mathématiques de précision sophistiqués au fil des années.

Pour l'éolien, la situation est différente car, jusqu'à il y a peu, la vitesse du vent (sa prévision ou son relevé) n'était guère un souci, sauf bien sûr pour les plaisanciers. Les enregistrements réalisés par Météo-France permettent toutefois d'avoir quelques idées sur le comportement du vent. On sait qu'il y a en moyenne plus de vent l'hiver que l'été, qu'il y a plus de vent le jour que la nuit, ce qui, somme toute, est positif puisque la consommation française d'électricité a les

mêmes caractéristiques. Par contre, on constate aussi que l'écart type autour de cette moyenne est très important, ce qui constitue un lourd handicap. À titre d'illustration, on trouvera ci-après une courbe établie pour simuler la production d'un parc fictif de production éolienne français dont l'objectif était d'examiner la relation entre température moyenne France et niveau de production.

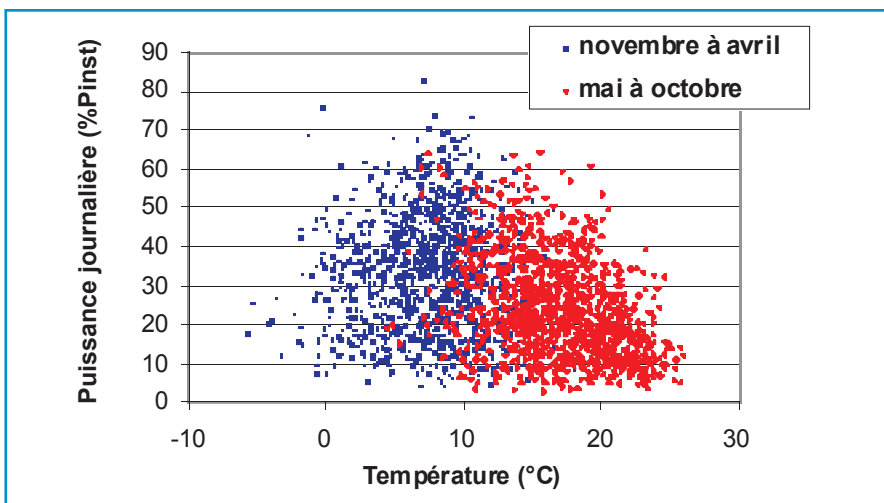
Deux enseignements peuvent être tirés de cette courbe : les périodes de canicule sont très fortement corrélées avec des niveaux de production éolienne quasi nuls. Pour des températures médianes ou basses toutes les situations de production sont vraisemblables de la plus forte à la plus faible : mais pour les températures les plus basses, la production ne dépasse pas 30 % de la puissance installée.

Les prévisions : un enjeu majeur pour l'économie de la filière et la sûreté du système électrique

L'intermittence de la production n'est pas en soi une difficulté insurmontable. La consommation d'électricité est également une donnée éminemment variable que les gestionnaires de réseaux savent traiter. L'enjeu majeur de l'éolien est d'élaborer des prévisions qui soient fiables sur des échelles de temps suffisantes.

C'est en effet la veille pour le lendemain que se prend l'essentiel des décisions dans la gestion d'un sys-

Figure 3
Puissance et température France journalière (simulation 1993-1999)



tème électrique : démarrage des groupes de production pour couvrir la demande du lendemain, vérification du respect des règles de sécurité du réseau, constitution des réserves pour faire face aux incertitudes de la prévision de consommation et aux aléas du lendemain. La qualité de la prévision de production éolienne aura donc un impact direct sur le dimensionnement de ces réserves, souvent constituées par des centrales thermiques fonctionnant à puissance réduite, et donc sur l'intérêt écologique (en termes de réduction des émissions de CO₂) et économique de cette ressource.

Or, beaucoup reste à faire dans ce domaine ! Les gestionnaires de réseaux allemands indiquent que les prévisions à plus de soixante-douze heures sont hors d'atteinte, et que l'erreur sur les prévisions à vingt-quatre heures est en règle générale d'une dizaine de pour cent de la puissance installée, mais qu'elle peut parfois atteindre 50 %.

Dans ces conditions, il apparaît qu'un important développement de l'éolien va conduire à une augmentation sensible des groupes de production que l'on devra maintenir en réserve pour faire face à des aléas de production ou de consommation. Il est encore difficile de dire dans quelle proportion et à quelle échéance va se situer cette augmentation, car elle dépend aussi de la part globale de l'éolien dans le système électrique européen.

De surcroît il convient en effet de rappeler la dimension européenne du réseau électrique.

On observe ainsi depuis quelques années sur les liaisons d'interconnexion internationales des fluctuations de transit parfois importantes et extrêmement difficiles à prévoir. Certaines de ces fluctuations ont pour origine des variations de production éolienne dont l'ampleur avait été mal appréciée.

Ce phénomène ira en s'amplifiant si l'on considère qu'en 2010 il pourrait y avoir 20 000 MW installés en Allemagne, plus de 10 000 en Espagne et plusieurs milliers en France. On observera alors des déplacements importants de la production dans ces pays en cours de journée ce qui, compte tenu du maillage du réseau européen, aura une influence sur les transits à l'échelle de l'Europe entière.

Or, la capacité des interconnexions internationale est limitée. Un accroissement de cette capacité, outre qu'il permet un accroissement des échanges indispensables à la construction du marché européen de l'électricité, est sans aucun doute également souhaitable pour garantir la sécurité du système dans ce nouveau contexte. Mais les difficultés rencontrées pour la construction de lignes nouvelles, notamment en termes d'acceptabilité locale risquent de ne pas permettre d'atteindre les capacités souhaitées à court ou moyen terme.

Dans de telles circonstances, l'amélioration des prévisions météorologiques est la seule voie qui permettra de maîtriser l'aléa éolien. Des projets européens sur le sujet ont été lancés, mais qui n'en sont encore qu'au stade de la recherche appliquée.

Les gestionnaires de réseaux seront conduits à mettre en commun leurs prévisions pour améliorer celles-ci, et à augmenter le rythme des échanges d'information au niveau journalier et infrajournalier. Cela impliquera une organisation resserrée, qui passe sans doute par une cohérence accrue des modèles nationaux, ainsi que des dispositifs de collecte et d'échange.

Ce ne serait pas là un des points les moins paradoxaux que de voir un moyen de production extrêmement décentralisé exiger une organisation de gestion de réseau quasi centralisée.

Conclusion

Le développement de la production d'électricité par des énergies renouvelables devrait principalement reposer en France sur la production éolienne.

L'objectif de 7 000 MW fixé pour l'éolien dans la Programmation pluriannuelle des investissements de production retenue par les pouvoirs publics pourrait être atteint sans exiger de développements notables du réseau de transport, sous réserve d'une localisation adaptée.

Par contre, l'atteinte de la cible de la directive européenne sur les énergies renouvelables, dont 14 000 MW en France, constitue un nouveau défi. Elle nécessite des progrès conséquents en matière de prévisions météorologiques et sans doute aussi une organisation coordonnée au plan européen.

Il convient de souligner que le renforcement du réseau de transport en France, et des interconnexions européennes, paraît une condition incontournable à l'atteinte de cet objectif et à la gestion harmonieuse de ce parc de production. ■