



ACADÉMIE DES TECHNOLOGIES

POUR UN PROGRÈS RAISONNÉ, CHOISI ET PARTAGÉ

Dix questions

à

Gilbert Ruelle

L'éolien, une énergie du XXI^e siècle

janvier 2009

Les publications de l'Académie des technologies

L'Académie des technologies publie quatre collections :

- une collection sous couverture bleue, reproduisant *les avis et rapports de l'Académie*, approuvés par l'Assemblée ;
- une collection sous couverture rouge, reproduisant des *communications à l'Académie*, rédigées par des Académiciens, non soumises au vote de l'Assemblée et publiées sur décision du Conseil académique ;
- une collection sous couverture verte, avec des textes courts rédigés par un ou plusieurs académiciens et consacrés à *dix questions à...* d'actualité sur un sujet de technologie ; les textes sont diffusés sur décision du Conseil académique.
- une collection sous couverture jaune, intitulée *Grandes aventures technologiques françaises*, de contributions apportées par des académiciens à l'histoire industrielle ; les textes sont diffusés sur décision du Conseil académique.

Ceux précédés d'un astérisque (*), parmi les travaux académiques rappelés in extenso ci-après, sont publiés ou en cours de publication. Les autres textes sont mis en ligne sur le site public :

<http://www.academie-technologies.fr>

Avis et rapports de l'Académie

1. Brevetabilité des inventions mises en oeuvre par ordinateurs : Avis au Premier ministre, juin 2001.
2. Analyse des cycles de vie, oct. 2002.

3. Le gaz naturel, oct. 2002.
4. Les nanotechnologies : enjeux et conditions de réussite d'un projet national de recherche, déc. 2002.
5. Les progrès technologiques au sein des industries alimentaires - Impact sur la qualité des aliments / La filière lait, mai 2003.
6. Note complémentaire au premier avis transmis au Premier ministre, juin 2003.
7. Quelles méthodologies doit-on mettre en œuvre pour définir les grandes orientations de la recherche française et comment, à partir de cette approche, donner plus de lisibilité à la politique engagée ? déc. 2003.
8. Les indicateurs pertinents permettant le suivi des flux de jeunes scientifiques et ingénieurs français vers d'autres pays, notamment les États-Unis, déc. 2003.
9. Recenser les paramètres susceptibles de constituer une grille d'analyse commune à toutes les questions concernant l'énergie, déc. 2003.
10. Premières remarques de l'Académie des technologies à propos de la réflexion et de la concertation sur l'avenir de la recherche lancée par le ministère de la Recherche, mars 2004.
11. *Métrologie du futur, mai 2004.
12. Le système français de recherche et d'innovation - Vue d'ensemble du système français de recherche et d'innovation *avec deux annexes* :

Annexe 1 - La gouvernance du système de recherche ;

Annexe 2 - Causes structurelles du déficit d'innovation technologique. Constat, analyse et proposition, juin 2004.
13. * Interaction Homme-Machine, oct. 2004.
14. Avis sur l'enseignement des technologies de l'école primaire aux lycées, sept. 2004.
15. *Enquête sur les frontières de la simulation numérique, juin 2005.
16. Avis sur l'enseignement supérieur, juillet 2007.

Communications à l'Académie

1. Commentaires sur le Livre Blanc sur les énergies, janv. 2004.
2. *Prospective sur l'énergie au ^{xxi} siècle, synthèse de la Commission énergie & environnement, avril 2004, mise à jour déc. 2004.
3. Rapports sectoriels dans le cadre de la Commission E & E :
 - « Charbon, quel avenir ? », décembre 2003
 - « Gaz naturel », décembre 2003
 - « Énergie hydraulique et énergie éolienne », novembre 2005
 - « Les filières nucléaires aujourd'hui et demain », mars 2005
 - « La séquestration du CO₂ », décembre 2005
 - « Le changement climatique et la lutte contre l'effet de serre », août 2003
 - « Le cycle du carbone », août 2003
 - « Les émissions humaines », août 2003
 - « Facteur 4 sur les émissions de CO₂ », mars 2005
 - « Économies d'énergie dans l'habitat », août 2003
 - « Que penser de l'épuisement des réserves pétrolières et de l'évolution du prix du brut ? », mars 2007.
 - « Les perspectives de l'énergie solaire en France », juillet 2008
 - « Les biocarburants », septembre 2008
4. Pour une politique audacieuse de recherche, développement et d'innovation de la France, juillet 2004.

5. *Les TIC : un enjeu économique et sociétal pour la France, juillet 2005.
6. *Des relations entre entreprise et recherche extérieure, novembre 2007.
7. *PME, technologie et recherche, juin 2007.

Dix questions à...

1. Les véhicules hybrides – 10 questions proposées par François de Charentenay, déc. 2004.
2. *Les déchets nucléaires – 10 questions proposées par Robert Guillaumont, déc. 2004.
3. *L'avenir du charbon – 10 questions proposées par Gilbert Ruelle, janvier 2005.
4. *L'hydrogène – 10 questions proposées par Jean Dhers, janvier 2005.
5. * Relations entre la technologie, la croissance et l'emploi – 10 questions proposées par Jacques Lesourne, mars 2007.
6. *Stockage de l'énergie électrique – 10 questions proposées par Jean Dhers, décembre 2007

Grandes aventures technologiques

1. *Le Rilsan - par Pierre Castillon, oct. 2006.

Avertissement

Le fait que les publications de l'Académie des technologies soient regroupées en quatre collections distinctes découle d'un classement interne des textes par les instances académiques.

En effet, les avis et rapports de l'Académie engagent celle-ci, dès lors que les textes, préalablement visés par le comité de la qualité, ont été soumis à débat et à un vote par l'Assemblée. Les avis constituent des réponses de l'Académie à des saisines d'autorités, notamment gouvernementales et ne sont publiés qu'avec l'accord des destinataires.

Les communications à l'Académie, d'une part, font l'objet de présentations à l'Assemblée et de débats, d'autre part, sont visées par le comité de la qualité ; elles ne sont pas soumises à un vote et il revient au Conseil académique de décider de l'opportunité d'une publication. Ces textes engagent la seule responsabilité de leurs auteurs.

Les annexes des rapports et des communications, visées également par le Comité de la qualité, sont signées et engagent la seule responsabilité de leurs auteurs (souvent des experts non membres de l'Académie) qui peuvent en disposer. Elles sont réunies, le plus souvent, avec les corps de texte votés afin de constituer des publications complètes et à jour au moment d'être mises sous presse.

Le lecteur est toutefois invité à visiter le site Internet de l'Académie.

[http:// www.academie-technologies.fr](http://www.academie-technologies.fr) où apparaissent non seulement tous les textes votés, les « communications », les « dix questions à » et la série « Grandes aventures technologiques françaises » mais aussi des textes qui ne font pas (ou pas encore) l'objet d'une publication dans l'une ou l'autre des quatre collections.

Les travaux de l'Académie se poursuivant sur certaines thématiques, des versions plus récentes de textes et/ou d'annexes sont régulièrement mises en ligne.

Table des matières

Pourquoi cette énergie, qui est l'une des plus anciennes, resurgit-elle au XXI ^e siècle ?	1
Quelle part de la production d'électricité est assurée par l'éolien et que peut-elle devenir ?	3
Comment se compare le coût du kWh éolien à celui des autres sources ?	7
Y a-t-il d'autres conséquences de l'intermittence du vent ?	13
L'éolien est-il réellement « une voie prometteuse pour réduire les émissions de gaz à effet serre » ?	17
Dans quels pays cette énergie croît-elle le plus vite ? Pourquoi ? Quels sont les meilleurs sites éoliens ? Potentiel de l'éolien en mer ? Autres limites au développement éolien ?	25
Outre le problème de l'intermittence, l'éolien a-t-il un comportement différent de celui des autres générateurs face aux perturbations du réseau ? L'éolien a-t-il été impliqué dans la panne européenne du 4/11/2006 ? Y a-t-il des leçons à tirer de cette définition	29
Quelles sont les conditions de vente du kWh éolien ?	33
Quel est le rôle de l'Union européenne dans l'essor de l'éolien en France ?	37
Que peut-on conclure sur l'énergie éolienne ?	41

Question 1

Pourquoi cette énergie, qui est l'une des plus anciennes, resurgit-elle au XXI^e siècle ?

Les moulins à vent ont été largement utilisés en Europe entre le dixième siècle et l'ère industrielle. Vers 1800, plus de 15.000 moulins à vent et 80.000 moulins à eau écrasaient le grain et pompaient l'eau, mais le développement de la machine à vapeur (remplacée plus tard par l'électricité) a amené le déclin des moulins à vent, la minoterie à vapeur pouvant être implantée en tous lieux et étant indépendante des aléas du vent, tout comme la marine à vapeur a remplacé la marine à voile pour les mêmes raisons.

La nouveauté est l'éolien électrique, lancé dans la seconde moitié du XX^e siècle et qui se développe en ce début de XXI^e avec un taux mondial de croissance spectaculaire, actuellement de l'ordre de 25 % par an.

Certes, beaucoup de petites éoliennes (de quelques kW à quelques dizaines de kW) sont encore utilisées directement pour le pompage et l'irrigation, mais, pour les puissances plus élevées, la turbine éolienne entraîne maintenant un alternateur fournissant l'électricité soit à un réseau isolé (ferme ou village - ce qui exige un moyen de stockage de l'électricité), soit à un réseau existant (95% des cas) qui achète l'électricité éolienne et assure la permanence de l'alimentation en fournissant l'énergie électrique en l'absence de vent.

Après des débuts incertains en France (1947) et aux États-Unis (années 80), la vraie relance est venue du Danemark, puis surtout d'Allemagne avec l'arrivée des « Grünen » dans la coalition gouvernementale et le choix politique de sortie du nucléaire, l'option éolienne étant ensuite renforcée par la prise de conscience croissante du réchauffement climatique lié aux émissions de CO₂.

Malgré un coût de production actuellement environ 2 fois plus élevé que le gaz en cycle combiné ou le nucléaire dans la période actuelle de lancement de cette technologie, l'éolien se développe en Europe plus qu'ailleurs grâce à des tarifs fortement subventionnés fondés sur son image vertueuse d'énergie verte et sur l'espoir que son développement industriel abaissera suffisamment ce coût, le rapprochant de celui des énergies fossiles qui ne pourra, lui, qu'augmenter et, en outre, qui va inéluctablement être pénalisé par ses émissions.

Cette filière énergétique s'est rapidement développée dans les pays utilisant le charbon pour la production d'électricité, donc grands émetteurs de CO₂ (Allemagne, Danemark, puis Espagne), elle se développe maintenant en France malgré la faible consommation d'énergies fossiles du pays pour sa production d'électricité. Comme dans les pays cités plus haut, elle est dynamisée par un niveau élevé d'aides publiques qui attire les investisseurs.

La justification du haut niveau d'aides publiques accordé à l'éolien dans beaucoup de pays repose sur quelques idées de base :

- **l'apport** d'une ressource d'énergie domestique indépendante des ressources fossiles importées, réduisant donc la dépendance énergétique,
- le **potentiel** important de cette ressource,
- l'apport **d'une énergie** sans émission de CO₂,
- l'espoir **d'une compétitivité** proche,
- l'espoir d'un développement industriel et d'emplois.

Question 2

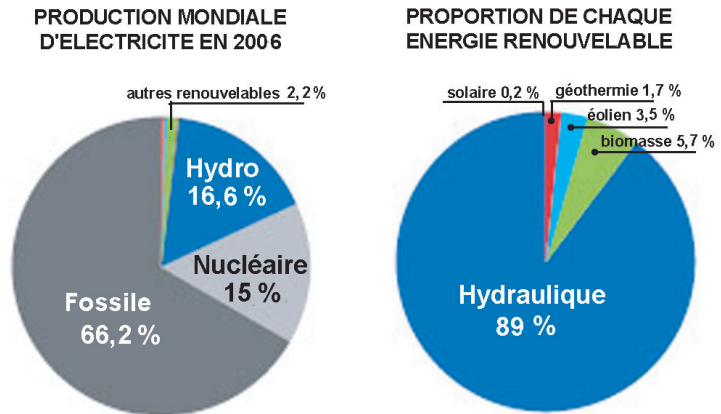
Quelle part de la production d'électricité est assurée par l'éolien et que peut-elle devenir ?

La puissance mondiale éolienne installée est de l'ordre de 100 GW au premier semestre 2008, soit **2,5% de la puissance électrique mondiale**, dont plus des 2/3 en Europe de l'ouest, l'Allemagne restant le principal acteur.

La production mondiale d'électricité (figure 1) montre la part d'énergies renouvelables (18,8% dont 16,6 d'hydraulique) et, à droite, la part de l'éolien ($3,5\% \times 18,8\% = 0,66\%$ de la production d'énergie électrique) avec environ 122 TWh (L'écart entre 2,5 % de puissance installée et 0,66 % de production provient de l'intermittence du vent).

La puissance unitaire des machines s'est accrue rapidement, passant d'une moyenne de 460 kW en 1995 à 1700 kW en 2005 ; des unités de 5 MW sont récemment apparues et l'industrie fait état d'essais d'un prototype de 7 MW..

Figure 1 (source EurObserv'ER 9ème inventaire 2007)



Le tableau I indique la part prise par l'éolien en 2007, en puissance installée et en énergie, dans quelques pays d'Europe, ainsi que les heures annuelles de fonctionnement en équivalent pleine charge (chiffres publiés dans le « baromètre éolien » n° 183 d'EurObserv'ER).

Tableau 1

PAYS	Puissance totale GW	Puissance éolienne GW (fin 2007)	Énergie produite en 2007 (TWh)	Énergie éolienne 2007 (TWh)	Heures fonctionnement. epc ¹
UE 27	~ 630	~ 57	~ 2 250	~ 98	~ 1 720
Allemagne	~ 120	~ 22,2	~ 550	~ 33,5	~ 1 500*
Danemark	~ 20	~ 3,1	~ 45,6	~ 6,1	~ 1 950
Espagne	~ 52	~ 15,1	~ 260	~ 28,8	~ 1 900*
France	~ 112	~ 2,5	~ 595	~ 4,2	~ 1 700*

1. « heures équivalentes à pleine capacité des éoliennes = rapport « production annuelle (en kWh) / puissance nominale (kW) ». On parle aussi souvent du « facteur de charge », exprimé en %, des 8760 heures annuelles. La France frise les 25 %.

Prospective de la production éolienne

** ces chiffres sont probablement à majorer de 2 à 3 % pour l'Allemagne, 5 % pour l'Espagne et 20 % pour la France pour rapporter l'énergie produite dans l'année à la puissance moyenne en service dans l'année.*

Que peut devenir cette part encore modeste dans la production électrique?

L'énergie du vent est une forme indirecte de l'énergie solaire, dont elle représente 1 à 2%, ce qui, compte tenu du gigantisme de l'énergie solaire par rapport à la consommation humaine, représente une ressource apparemment considérable. Mais cette énergie est très dispersée et diluée, avec une densité d'énergie faible, moins de 0,02 TWh/an/km² (à comparer à ~10 TWh/an/km² pour une centrale thermique solaire).

Les possibilités de production d'électricité éolienne sont aussi limitées par plusieurs autres facteurs tels que :

- son coût élevé (principalement dû à l'intermittence de la production) exigeant actuellement d'importantes aides publiques, soutien économique consenti temporairement par la société,
- le taux d'énergie intermittente acceptable par le réseau pour maintenir des conditions de stabilité limitant les défaillances au taux habituel de moins de 3 heures par an²,
- l'intérêt écologique de la réduction des émissions de CO₂, faible dans les pays disposant déjà d'une production peu émettrice et qui diminue lorsque la part de l'éolien s'accroît (voir question 4).

En France, en incluant l'éolien marin, un potentiel théorique de production de l'ordre de 100 TWh/an est cité³. En tenant compte des facteurs indiqués ci-dessus, le potentiel raisonnablement équipable en France, si les conditions économiques ne changent pas fortement, est très inférieur, probablement de l'ordre de 30 TWh/an en éolien terrestre, soit environ 5% de la production d'énergie électrique nationale (~ 600 TWh/an), ce qui correspond à environ 15 GW installés⁴.

En Allemagne, où l'éolien est déjà très fortement développé, sa part dans la production d'énergie électrique (~510 TWh/an) est de l'ordre de 6% (34 TWh en 2007 avec ~22 GW installés fin 2007) et est toujours en croissance de 1,5 à 2 GW/an.

2. La capacité d'accueil dans le réseau d'une énergie intermittente (limite d'insertion dans le réseau de transport sans affecter sa stabilité) est abordée dans les questions suivantes.

3. Mémento sur l'énergie 2006 CEA.

4. Mais la PPI 2006 prévoit d'ores et déjà, pour fin 2015, 18 500 MW (17 000, dont 4 000 offshore, au titre de la dite PPI) et le Grenelle a proposé un objectif 2020 de 25 000 MW.

Au Danemark, cette part atteint environ 15% et s'est stabilisée en 2003 suite à la suppression des subventions à l'éolien en attendant de mieux connaître les possibilités d'acceptation par le réseau d'un pourcentage plus élevé et de disposer de capacités de stockage d'énergie électrique non développées actuellement. La production éolienne danoise est adossée sur l'hydraulique norvégienne qui assure par sa souplesse la continuité de la production. À noter que cette part de 15% de la production danoise est trompeuse dans la mesure où les trois quarts en sont exportés en Norvège, Suède et Allemagne. Sur l'ensemble de la plaque Scandinave la part de l'éolien est plutôt de l'ordre de 4 à 5 %.

L'EWEA (European Wind Energy Association) prévoit, pour sa part, que le parc européen pourrait atteindre en 2020 une puissance installée de 180 GW (fin 2007, il était de 57 GW), ce qui conduirait à une part de l'éolien dans la production électrique européenne passant d'environ 4,5 % actuellement, à un peu plus de 10 % en 2020.

Question 3

Comment se compare le coût du kWh éolien à celui
des autres sources ?

Le kWh éolien coûte plus cher à produire que celui des énergies hydraulique, nucléaire ou thermique à combustible fossile. La partie principale du coût est dans la machinerie elle-même (75 % selon l'ADEME).

La moyenne du coût par kWh « pied de mât » — c'est-à-dire hors coûts réseaux — des éoliennes terrestres est une donnée sur laquelle nous disposons de peu de données fiables. Elle dépend énormément du facteur de charge, fonction de la qualité du vent.

Pour des installations terrestres, elle semble actuellement se situer entre 5 et 8 c€/kWh⁵ (à comparer à environ 3 c€/kWh pour le nucléaire français et 4 à 6 c€/kWh pour les centrales à gaz ou à charbon).

Pour des installations en mer, le coût du kWh est plutôt de l'ordre de 13 c€.

5. À noter que selon l'association européenne de l'énergie éolienne (EWEA - European Wind Energy Association), le coût du kWh produit était de 8,8 c€ au milieu des années 80 pour une turbine de 95 kW, il serait actuellement de 4,1 c€ pour une turbine de 1000 kW, et devrait se situer à 3,1 c€/kWh en 2010. La projection à 2020 de l'EWEA prévoit un coût de l'éolien ramené à 2,45 c€/kWh. Il serait nécessaire que de tels chiffres soient confirmés et, alors, coordonnés avec les subventions dont bénéficie la filière.

Le kWh éolien est donc encore actuellement plus coûteux que celui des autres sources d'énergie électrique, à l'exception du photovoltaïque. C'est pourquoi il ne s'impose pas spontanément sur le marché et nécessite une aide publique.

Il y a deux raisons principales à ce coût plus élevé :

1. C'est une énergie peu concentrée :

Si on compare d'abord l'éolien et l'hydraulique qui exploitent tous deux l'énergie cinétique d'un fluide, rappelons que dans une turbine qui capte l'énergie cinétique du fluide qui la traverse, la puissance est proportionnelle au carré du diamètre et à la densité du fluide (800 fois plus faible pour l'air que pour l'eau), donc pour la même puissance et des vitesses de fluide du même ordre, le diamètre d'une turbine éolienne doit être une trentaine de fois ($800^{1/2}$) plus grand que celui d'une turbine à eau. C'est pourquoi il faut une éolienne de 80 mètres de diamètre pour produire 2,5 MW, alors qu'une turbine hydraulique de 2 à 3 mètres suffit dans une centrale de moyenne chute. Il est vrai que l'éolienne est plus « nue » qu'une turbine hydraulique, mais, si elle ne nécessite pas d'aménagements de collecte d'eau ni de bâtiment, elle exige un très grand mât et un socle en béton de l'ordre de 1000 tonnes pour les grandes éoliennes. La surface occupée au sol est plus importante par MW (de l'ordre de 10 ha/MW, la surface ainsi occupée n'est pas stérilisée, mais est soumise à des contraintes), le coût d'investissement est plus élevé.

Si on compare maintenant le coût d'investissement de l'éolien à celui du nucléaire, autre énergie hautement capitalistique, celui de l'éolien est environ le double⁶ par MWh productible. Le tableau 2 explicite ces coûts d'investissement.

Nous avons adopté pour les durées de vie des valeurs moyennes parmi celles les plus fréquemment citées (celle de l'éolien étant souvent citée entre 20 et 30 ans, celle du nucléaire entre 40 et 60 ans).

Mais faut-il comparer le coût de l'éolien à celui de l'hydraulique et du nucléaire qui sont tous trois des énergies n'émettant pas de CO₂ ? Ce sont les énergies d'origine fossiles fortement émettrices de CO₂ qu'il faut remplacer ; l'intérêt majeur est donc de comparer le coût de l'éolien à celui de ces énergies polluantes.

Jusqu'en 2005, le cours mondial du pétrole (et donc ceux du gaz et du charbon international qui suivent avec un certain décalage) permettait aux centrales thermiques à combustible fossile de produire un kWh à un coût compris entre 3,5 et 5 c€, hors pénalisation éventuelle pour émission de CO₂. L'éolien était donc environ 2 fois plus cher que le fossile, ce qui justifiait les aides publiques dont son lancement bénéficiaire compte tenu de son caractère d'énergie « verte ».

Cette situation peut changer dans les prochaines décennies avec la montée continue du prix des combustibles fossiles, notamment pétrole et gaz, et le coût des nouveaux investissements en moyens de capture et de
6. Revue « La Jaune et la Rouge » [École polytechnique] novembre 2007.

Coût comparé de l'énergie éolienne

stockage du CO₂ qui devront accompagner ces centrales, particulièrement celles à charbon.

Tableau 2

	Éolien terrestre (voir 0 6)	Nucléaire
Coût d'investissement par MW (sans actualisation)	1,2 à 1,3 M€ ⁷	2,1 M€
Production annuelle en MWh	2 000 à 2 300	7 000 à 7 500
Investissement par MWh produisible	520 à 600 €	280 € à 300
Durée probable d'exploitation (années)	25	50
Nombre de MWh fournis sur la vie	2 150x25 = 53 750	7 250x50 = 360 000
Coût de l'investissement par MWh (sans actualisation)	23 €/MWh	5,8 €/MWh
soit probable avec actualisation 5 %/an	50 €/MWh	15 à 20 €/MWh
avec actualisation 8 %/an	~ 80 €/MWh	~ 40 €/MWh

Le coût de l'électricité éolienne, actuellement aussi en croissance, montera peut-être moins vite que celui de l'électricité charbon ou gaz.

2. C'est une énergie d'une disponibilité aléatoire

Elle est intermittente selon la vitesse du vent, variant comme le cube de la vitesse du vent, donc de très faible production par petit vent, et s'effaçant par mise en drapeau des pales par sécurité lorsque le vent dépasse 90 km/h, soit 25 m/s (on parle toutefois d'une nouvelle génération d'éoliennes qui supporterait des vents de 200 km/h⁸). De faible prévisibilité, la contribution de cette énergie à la puissance garantie du réseau pose donc

7. L'ADEME indiquait en février 2002 1 M€/MW. D'ores et déjà, en 2008, l'investissement unitaire avoisine 1,5 M€/MW.

problème.

En matière de gestion du réseau, on doit cependant distinguer la prévisibilité selon les échéances. À l'échelle annuelle, les fluctuations moyennes du vent sont faibles. À l'échelle hebdomadaire et mensuelle, la variabilité est plus élevée et prévisible à 5 ou 6 jours. À l'échelle de la journée, elle est élevée mais précisément prévisible via la météo. Par ailleurs, il faut distinguer l'intermittence locale et celle d'un parc géographiquement étendu, qui est plus réduite lorsque les régimes de vent sont divers (effet de foisonnement).

Le coût de l'énergie éolienne est fortement variable selon les sites choisis d'après les régimes des vents, la durée de fonctionnement en équivalent pleine charge (facteur de charge) pouvant varier de 15 à 35%.

Peut-on espérer des baisses de coût substantielles comme le promet l'EWEA, baisses qui permettraient à l'éolien de se développer plus largement sans aide publique ? Certains experts pensent plutôt que le coût de l'éolien va se situer dans le proche avenir dans la gamme 6-9 c€/kWh contre 5 à 8 actuellement :

- on peut en effet considérer que les prix des équipements sont ceux d'une industrie mature (au moins pour les éoliennes terrestres) et qu'il n'y a plus beaucoup de baisse à attendre par effet de volume à espérer pour ces équipements déjà largement construits en série. On note d'ailleurs actuellement une sensible augmentation des prix de vente des équipements éoliens,
- la part de plus en plus importante d'énergie éolienne dans les réseaux va par ailleurs nécessiter leur renforcement⁹ pour permettre l'écoulement de puissances importantes d'une région à une autre (leçon tirée de la panne européenne du 4 novembre 2006 et déclarations des responsables du réseau espagnol¹⁰),
- enfin, il devient nécessaire d'obtenir une participation de l'éolien aux réglages de fréquence et de tension du réseau pour accroître sa participation à la résistance aux perturbations, rôle qu'il n'assure pas aujourd'hui, ce qui va entraîner l'implantation d'équipements complexes d'électronique de puissance (convertisseurs statiques de fréquence), qui vont en augmenter le coût.

8. Par ailleurs, signalons l'existence d'un micro-marché dont le leader mondial est le français Vergnet SA, concepteur et installateur d'éoliennes à 2 pales rabattables à l'arrivée des cyclones.

9. Le terme renforcement doit être compris ici comme une meilleure robustesse des réseaux électriques face aux variations transitoires de puissance issues de l'éolien et, également, comme une action à mener pour mieux coordonner l'exploitation des différentes fermes éoliennes interconnectées qui utilisent des technologies diverses, d'anciennes et de nouvelles générations.

10. RTEmag printemps 2008 N° 28 Rencontre du 3 avril 2008 entre les présidents des deux réseaux français et espagnol, déclaration de M. Luis Atienza « ...les 15 GW éoliens dont dispose déjà l'Espagne constituent un défi pour deux raisons :

- la première est qu'au contraire de ce que beaucoup de gens pensent, l'énergie éolienne est très demandeuse de réseau. Il faut avoir la capacité pour évacuer cette énergie quand le vent souffle, mais aussi pour acheminer l'énergie de substitution depuis les centrales thermiques quand le vent ne souffle pas. Il faut donc un réseau plus robuste pour être capable d'intégrer cette énergie qui par nature est beaucoup plus intermittente ;
- la deuxième raison est le besoin d'organiser l'équilibre entre l'offre et la demande, alors que l'offre est moins obéissante que par le passé. Ces énergies éoliennes ne sont pas gérables puisqu'elles dépendent des conditions météorologiques. Il faut donc développer de nouveaux instruments pour permettre de maintenir une garantie d'approvisionnement ».



Dix questions sur l'éolien

Question 4

Y a-t-il d'autres conséquences de l'intermittence du vent ?

La connaissance statistique du facteur de charge annuel de l'éolien dans chaque zone géographique permet de prévoir avec peu d'incertitude la production d'énergie annuelle (MWh/an) d'un parc national éolien, par exemple 2000 MWh/an par MW installé, correspondant à un facteur de charge moyen sur l'année de 23% (2000 heures).

En revanche, il n'est pas possible de garantir une puissance (MW) à chaque instant, ce qui est pourtant nécessaire à un opérateur de réseau pour répondre à la demande de la clientèle, car une absence de vent sur un vaste territoire est toujours possible, ce qui s'est vérifié en Europe à plusieurs reprises où l'absence de vent due à des situations anticycloniques pendant des vagues de froid en hiver (appel au chauffage, février-mars 2005 notamment) et des canicules en été (appel à la climatisation et réduction de charge des centrales thermiques : août 2003 notamment), n'a pas permis aux éoliennes de répondre à la surconsommation d'électricité. Le rapport entre la puissance éolienne utilisable à tout moment et la puissance éolienne installée est plus faible que le facteur de charge annuel moyen cité plus haut, mais dépend de la répartition des éoliennes sur le territoire¹¹.

On doit aussi noter que la compensation de l'intermittence mobilise des productions de puissance réactive pour le transport sur le réseau haute tension, ce que l'équipement éolien n'est pas capable de faire, en laissant

11. Le rapport RTE cité en 3 considère qu'en hiver, en France, ce rapport peut se rapprocher du facteur de charge annuel dans la mesure où il y a complémentarité entre les régimes de vent des régions du nord-ouest (Bretagne, Manche et Mer du Nord) et du Midi. Malgré cet avantage français de régimes de vents complémentaires, cette hypothèse demande

la charge aux grandes centrales classiques. Le Danemark fait appel à l'importation d'électricité pour gérer l'intermittence de son parc dont la contribution à la satisfaction des besoins du pays peut varier de 0 à 100% selon les jours.

Ne pouvant participer que faiblement à cette garantie de puissance, les éoliennes ne viennent **qu'en complément d'autres moyens de production ayant une réserve de capacité et capables de moduler leur production** pour remplacer l'éolien en cas d'absence de vent : centrales hydrauliques¹², centrales thermiques, turbines à gaz, centrales nucléaires (en France le nucléaire est capable de faire face à des variations rapides de la production éolienne à hauteur de 10% de la puissance consommée instantanée¹³).

La création de cette réserve renchérit le coût de l'éolien et atténue son caractère « vert » et « renouvelable » **lorsque ce secours est apporté par des centrales thermiques ou des turbines à gaz**. Ce handicap s'accroît lorsque la part de l'éolien dans le mix énergétique atteint un niveau tel que la compensation de l'intermittence ne peut plus être assurée par les équipements existants et oblige à investir dans de nouveaux équipements thermiques.

La pénalisation de cette intermittence serait fortement atténuée si l'énergie éolienne, peu prévisible, pouvait être stockée ou utilisée lorsqu'elle se présente, indépendamment de la demande d'électricité. Ce problème du stockage est un élément clé du développement de l'énergie éolienne et justifie actuellement beaucoup de propositions imaginatives dont il convient de trier le sérieux et le moins sérieux. C'est un sujet important de recherche technologique dont la réussite permettrait de lever un frein notable au développement de l'éolien. Cette réussite serait encore plus populaire et plus spectaculaire si le stockage pouvait se faire au pied de l'éolienne ou par groupe d'éoliennes.

Du fait de ce caractère d'énergie fatale¹⁴ menant à une faible participation à la garantie de puissance, la valeur économique (et non plus le coût) du kWh éolien se rapproche de celle du combustible économisé quand le vent souffle ; s'il s'agit d'un combustible fossile, cette valeur est de l'ordre de 3 à 5 c€/kWh et en hausse prévisible ; s'il s'agit de nucléaire, cette valeur n'est que de l'ordre de 0,5 c€/kWh (part du combustible dans le kWh nucléaire). On s'orienterait d'ailleurs vers ce type de rémunération si l'éolien se présentait sur le marché de l'électricité et

à être vérifiée car l'expérience allemande est très différente : la semaine précédant Noël 2007, l'énergie éolienne a participé seulement pour 3% de sa capacité nominale, pendant 5 jours (cf. le site de l'Université de Kassel qui diffuse les données journalières de production éolienne).

12. Au Danemark, où l'éolien atteint le quart de la puissance, c'est l'hydroélectricité de Norvège qui assure la stabilité du réseau et la continuité de la production.

13. EDF a développé un système de pilotage, dit « mode gris » car basé sur l'équipement des cœurs de REP français de « barres grises » moins « tout ou rien » que les traditionnelles « barres noires de contrôle ». Le nucléaire peut alors intervenir aux réserves, si ce n'est « primaire » (interventions dans les secondes suivant un incident), du moins « secondaire » (dans les minutes), et a fortiori tertiaire (dans la demi-heure suivante).

14. dont on ne maîtrise l'arrivée, le volume et la disparition que statistiquement sur des moyennes sur longue durée, et qu'il faut accepter lorsqu'elle arrive.

Conséquences de l'intermittence du vent

ne faisait plus l'objet d'un rachat obligatoire à tarif fixé.

Les pays les plus dépendants de l'énergie éolienne (Allemagne, Danemark, etc.) pallient l'intermittence grâce à l'énergie thermique fossile qui constitue la part principale de leur production électrique et en important de l'électricité produite par d'autres pays.



Dix questions sur l'éolien

Question 5

L'éolien est-il réellement « une voie prometteuse pour réduire les émissions de gaz à effet serre¹⁵ »?

Il faut ajouter à la question : dans quel contexte énergétique l'éolien est-il une voie prometteuse pour réduire les émissions de CO₂, et à quel prix du CO₂ évité l'éolien peut-il être considéré comme une voie prometteuse ?

- si des éoliennes viennent compléter sur un réseau une production majoritairement thermique à flamme, donc émettrice de CO₂, l'énergie éolienne produite lorsque le vent souffle permet de réduire la production des centrales thermiques, donc se substitue à une énergie émettrice de CO₂. **Dans ce cas, l'énergie éolienne peut être qualifiée de « verte », et contribue effectivement à la réduction des émissions de CO₂. C'est le cas de l'Allemagne** dont la production électrique est à plus de 60% d'origine fossile et du Danemark où cette part est encore plus élevée,
- si des éoliennes s'insèrent dans un réseau où la production est déjà très majoritairement sans émission de CO₂, comme en France continentale (90 à 95% nucléaire+hydraulique), il n'y a évidemment aucun intérêt à remplacer par de l'énergie éolienne plus coûteuse des énergies déjà propres et moins chères.

Juger si l'énergie éolienne apportée à un moment donné est verte ou non revient à savoir si cette énergie remplace de l'énergie fossile émettrice de CO₂ ou de l'énergie non émettrice ou, encore, est exportée vers un pays où elle remplace l'une ou l'autre.

15. Citation ADEME-MEDAD, note d'information du 15 février 2008.

L'énergie éolienne n'est donc pas une énergie vraiment verte en France.

L'énergie éolienne pourrait être verte en France si on pouvait l'adosser à une énergie non émettrice telle que l'ensemble ainsi constitué produise une énergie prédictible et suffisamment continue pour participer efficacement à l'alimentation du réseau. On a déjà cité l'hydroélectricité de Norvège qui adosse l'éolien danois jusqu'à une certaine limite. En effet, le stock d'eau est renouvelé chaque année et la valeur d'un lac de barrage est dans son volume (associé à la hauteur de chute entre le niveau du lac et l'usine).

Ce qui est possible entre un pays puissamment pourvu d'hydraulique comme la Norvège et un petit pays comme le Danemark ne l'est pas pour des pays plus importants comme l'Allemagne, qui ne dispose pas d'assez de puissance hydraulique par rapport à sa puissance éolienne, ou la France, dont la puissance transférable par les stations de pompage est de l'ordre de 3 GW, à comparer à une ambition éolienne de 17 à 25 GW vers 2020.

Ce n'est pas le meilleur usage de cette hydroélectricité d'être consacrée uniquement au soutien de l'éolien, alors qu'elle sert à la production de pointe et à divers services au réseau.

Pour bien choisir, il faut considérer l'ensemble « éolien – énergie support » comme producteur d'énergie stable et prédictible et en calculer le coût d'investissement global. Par exemple, au Maroc, les fermes éoliennes situées dans des zones de vents réguliers sont associées à des stations hydroélectriques de turbinage-pompage via un réseau qui permet de connecter les deux. Il faut analyser le coût global de l'investissement éolien plus station de turbinage-pompage et le comparer au coût d'une production électrique par de l'énergie fossile (en tenant compte des crédits carbone qu'il faudrait payer et de la dépendance politique au gaz algérien par exemple).

En France, des producteurs analysent la possibilité d'étendre la capacité de stockage d'énergie électrique en réalisant des stations de turbinage-pompage entre la mer et un réservoir situé à proximité, sur une côte élevée, pour disposer de moyens de stockage et d'intervention rapide près des côtes.

On déduit de cette approche qu'il n'y a pas de raison de payer durablement l'énergie éolienne plus cher que le prix du marché.

Pour être complet, on doit examiner soigneusement s'il n'y a pas des moments où, même dans le contexte énergétique français, l'éolien ne remplacerait pas avantageusement de l'énergie fossile pendant les périodes de pointe où l'énergie électrique appelée en marginal est achetée plus cher et dont le contenu est généralement plus « carboné » :

- les deux pointes journalières de consommation (de 9h à 10h et de 21h à 23h) sont essentiellement assurées par l'hydraulique et, pour les pointes extrêmes, par les turbines à gaz, assez peu par les centrales thermiques à flamme¹⁶,

16. Voir études sur le chauffage électrique sur le site <http://www.sauvonsleclimat.org>

Potentiel de réduction d'émission de gaz à effet de serre de l'éolien

- la surconsommation hivernale liée au chauffage électrique est assurée principalement par une production plus forte des centrales thermiques, nucléaires ou fossiles (elle peut l'être aussi partiellement par l'éolien dont la production est plus forte en hiver).

Lorsque la production supplémentaire est assurée par des centrales à combustibles fossiles, le remplacement de celles-ci par de l'éolien peut effectivement contribuer à réduire les émissions de CO₂ pendant les pointes. Malheureusement, comme on vient de le voir, l'éolien n'est pas une énergie disponible à tout moment, dont on puisse disposer à coup sûr aux heures de pointe journalières car il ne dispose pas d'une puissance réellement garantie¹⁷.

La déréglementation des marchés rend plus difficile la gestion écologique de la production d'énergie électrique dans un contexte de producteurs indépendants mettant en œuvre des centrales à charbon et CCG¹⁸. Qui pourrait imposer à Poweo, par exemple, de diminuer sa production thermique parce que le vent souffle dans la vallée du Rhône ? Il n'est donc pas garanti que l'augmentation de la production éolienne en France se traduise par une baisse préférentielle de la production thermique.

Pour apprécier dans quelle mesure l'énergie éolienne peut être une voie prometteuse pour réduire nos émissions de gaz à effet de serre, on peut prolonger une évaluation esquissée par M. Jacques Cladé¹⁹, en admettant l'hypothèse que la réduction des émissions de CO₂ en France justifie le prix d'achat du MWh éolien à 84 €²⁰.

Pour un coût moyen du MWh produit par EDF de l'ordre de 27 €, cela signifierait que le rejet de CO₂ correspondant à 1 MWh d'origine fossile, soit environ une tonne CO₂, serait estimé valoir 84 – 27 = 57 €, ce qui est plus du double du cours actuel du marché du CO₂. Il y aurait alors lieu d'affecter cette même valeur du CO₂ à tous les moyens de production d'électricité ainsi qu'aux économies d'énergie.

17. Rappelons que la notion de puissance garantie a un sens au niveau de la gestion du réseau, le gestionnaire de réseau devant garantir à tout moment la fourniture de la puissance appelée par les abonnés du réseau. La notion d'énergie substituée a un sens au niveau de l'émission de CO₂, quand il y a remplacement d'énergie d'origine fossile.

18. CCG : Cycle combiné à gaz, autrement dit centrales électriques animées par des turbines à gaz (pouvant être alimentées, selon les installations par du gaz naturel ou du kérosène). Le mot combiné fait référence au fait que la chaleur résiduelle de la turbine à gaz est récupérée via une deuxième turbine, à vapeur cette fois. Ce dispositif permet d'augmenter très sensiblement le rendement des turbines à gaz, pénalisées par la haute température de sortie des gaz (voir rendement Carnot).

19. « La jaune et la rouge » novembre 2007. La valeur de 57 €/tCO₂ se recoupe avec celle de 56 € indiquée dans la note ADEME-MEDAD du 15 février 2008

20. L'éolien mis en service avant l'« arrêté Olin » de 2006 bénéficie d'un tarif supérieur à 82 €/2006/MWh mais est ensuite indexé chacune des 15 années du contrat d'obligation d'achat pour tenir compte de l'inflation (au moins 2%/an). L'éolien mis en service après l'arrêté Olin bénéficie d'un tarif de 82 €/2006/MWh, puis est révisé chacune des années suivantes selon la même formule d'indexation ; la différence majeure tient au fait que le tarif initial est actualisé mais bénéficie d'une dégressivité réduite (2 % au lieu des 3,3 % retenus par l'« arrêté Cochet » de juin 2001).

Regardons alors les différents usages que l'on pourrait faire d'un investissement de 1 milliard d'euros en prolongeant le calcul élémentaire d'ordres de grandeur amorcé à la question 3. Le tableau 3 compare des moyens divers de réduire les émissions de CO₂, soit en produisant de l'électricité (éolien, nucléaire), soit en économisant de l'énergie de chauffage pour l'habitat, majoritairement d'origine fossile.

Tableau 3

Investissement 1 G€ dans :	Puissance MW et prod.élec./ an (TWh)	Énergie fossile primaire évitée (Mtep/ an)	CO ₂ évité (Mt CO ₂ /an)	Valeur du CO ₂ évité (au prix du 22 mai 08 du marché carbone)
Éolien remplaçant des CCG	800 (2,1)	0,33	0,85	22,6 M€
Éolien remplaçant le mix électrique français	800 (2,1)	0,03	0,08	2,1 M€
Isolation de 100.000 logements réduisant de 200 à 100 kWh/m ² /an (10.000€ par 100 m ²) ²¹		France 0,067 Allemagne 0,10	0,17 0,27	4,6 M€ 7,3 M€
Nucléaire	475 (7,5)	1,2	3,1	82,5 M€

Cette évaluation des ordres de grandeur montre le très net avantage qu'a, en France, le développement du nucléaire, comparé au développement de l'éolien, pour réduire les émissions de CO₂.

La rénovation thermique de l'habitat a, toujours en France, une influence modeste sur la réduction des émissions de CO₂, toutefois deux fois plus forte que l'investissement dans l'éolien.

En Allemagne, la situation est très différente compte tenu des différences de structure des parcs énergétiques ; de ce fait, l'investissement dans l'isolation de l'habitat est moins efficace que l'investissement dans l'éolien.
21. Une action de réhabilitation thermique de 100.000 logements de 100 m² réduisant leur consommation chauffage de 100 kWh/m².an économise 1 TWh d'énergie finale dont, par hypothèse, 70% en chauffage gaz ou autre fossile et 30% en chauffage électrique, soit en France 3% seulement produit avec émission de CO₂ (en Allemagne 21%).

Potentiel de réduction d'émission de gaz à effet de serre de l'éolien

pour réduire les émissions de CO₂.

En ce qui concerne la substitution de l'éolien au gaz naturel ou au charbon [première ligne du tableau] dans la production électrique, on doit noter que cette comparaison ne pourrait servir de guide au niveau européen que si l'Europe pouvait être considérée comme une entité fortement interconnectée par un réseau électrique ne limitant pas les échanges d'énergie frontaliers (la « plaque de cuivre »).

C'est loin d'être le cas, car les puissances électriques actuellement échangeables aux frontières des États sont limitées par la capacité des lignes de transport, tout particulièrement entre la France et l'Espagne (France - Allemagne 6 GW, France - Italie 3 GW, France – Royaume-Uni 2 GW, France – Pays-Bas 2 GW, France - Espagne 1 GW)²² ; **cette situation ne changera que lentement.**

On est alors contraint d'évaluer ces politiques énergétiques pays par pays.

En Allemagne où l'éolien et le nucléaire peuvent tous deux remplacer une énergie fossile majoritaire, cette évaluation a un sens.

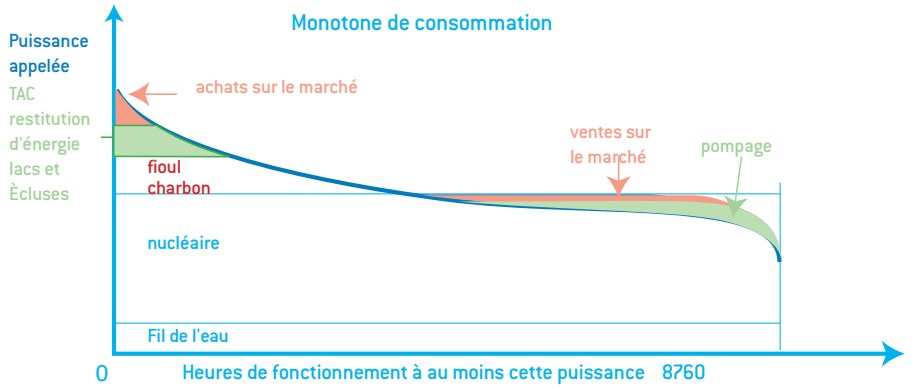
En France, il est nécessaire d'estimer quelle part de l'énergie éolienne produite peut se substituer à de l'énergie fossile et si une partie ne vient pas remplacer de l'énergie nucléaire, ce qui serait anti-économique.

L'éolien permet d'éviter des émissions seulement pendant le temps où l'on a besoin de centrales à flamme pour répondre à la demande, soit, disons, 2000 heures par an, et à condition que le vent souffle pendant ce temps.

La figure 2 rappelle comment se présente schématiquement en France la distribution en temps cumulée sur l'année de la puissance électrique appelée sur le réseau. Ce diagramme est nommé monotone de consommation électrique par les professionnels. Les différentes sources d'énergie sont appelées à participer à la satisfaction de la demande par ordre croissant de coût.

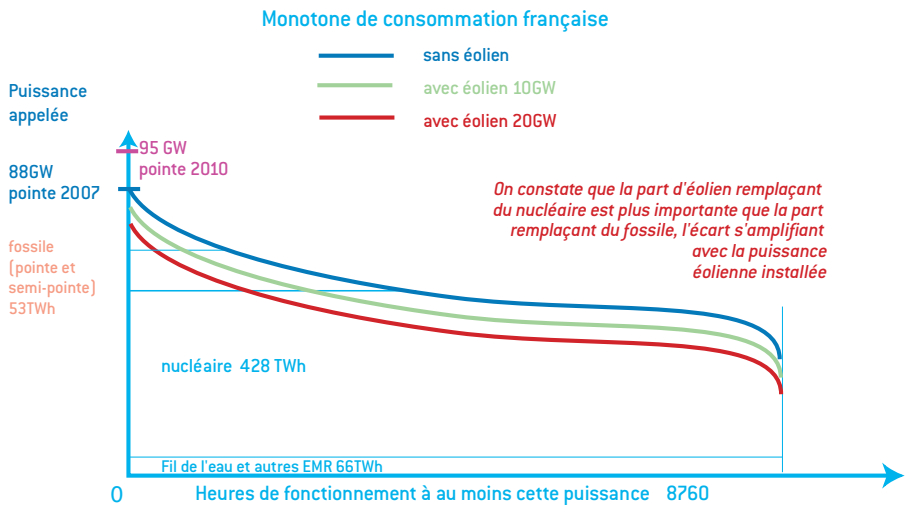
22. Indépendamment de la capacité des lignes transfrontalières, le raisonnement consistant à dire que l'éolien français peut se substituer à du fossile allemand n'est pas pertinent, dans la mesure où les calculs de production de CO₂ se font sur la base des productions nationales. Les importations ne comptent donc pas. Toute l'importation de courant français par l'Allemagne correspond à une contribution nulle pour les émissions allemandes, que cette électricité soit produite par du nucléaire, de l'éolien ou du thermique.

Figure 2



La figure 3 reprend ce schéma de principe avec les chiffres français de 2006.

Figure 3



L'énergie éolienne étant une énergie fatale, on peut considérer qu'elle vient à tout moment en déduction de la demande (courbe bleue), avec un coefficient de charge un peu meilleur en hiver qu'en été (34 % en hiver, 20 % en été) ; on obtient alors les courbes de consommation virtuelles, en vert pour 10 GW éolien installé, et en rouge pour 20 GW.

Potentiel de réduction d'émission de gaz à effet de serre de l'éolien

L'énergie substituée est la surface séparant la courbe bleue (pas d'éolien) et chacune des courbes verte et rouge.

Dans la zone de consommation de pointe où le supplément d'énergie est majoritairement d'origine fossile, ce remplacement est favorable. Mais pour le reste de l'année où la consommation est couverte par de l'énergie sans émission de CO₂ (et dont la surface d'empiètement est plus grande que celle de la période de pointe), cette substitution n'apporte aucune réduction d'émission et est anti-économique puisqu'on remplace une énergie à ~30€/MWh par une énergie à 84€/MWh et qu'elle oblige à investir dans une capacité de production fossile supplémentaire pour pallier les défaillances éventuelles du vent aux périodes de pointe.

À consommation constante, la surface représentant l'empiètement de la production éolienne sur la production nucléaire s'accroîtrait de plus en plus avec la croissance du parc éolien. On trouve d'ailleurs dans le bilan prévisionnel 2007 de RTE²³ et dans d'autres analyses l'expression de craintes similaires.

Si l'on considère que l'éolien français permet de remplacer du charbon allemand, il faut tenir compte de la limite des capacités d'interconnexion citées plus haut ; disons que les deux tiers de la production éolienne pourraient alors remplacer du fossile, mais à quel prix ? Et faudra-t-il installer autant d'éoliennes en France qu'en Allemagne, à un coût pénalisant le pouvoir d'achat des français et la balance commerciale de la France parce que l'Allemagne refuse le nucléaire ?

La figure 3 a été établie sur les chiffres de l'année 2006 et le raisonnement est fait à consommation constante. Des calculs plus sophistiqués devraient bien entendu être entrepris pour prendre en compte diverses hypothèses d'évolution de la consommation électrique française et européenne en 2015 et 2020, d'évolution probable de la forme des monotonies de consommation compte tenu des évolutions tarifaires, du développement des véhicules hybrides ainsi que des puissances éolienne et nucléaire probables en service à ces dates compte tenu des mises en service des nouveaux réacteurs EPR, afin d'affiner cette évaluation de premier jet.

Dans la double hypothèse d'un abandon des avantages de la structure actuelle du parc de production français par un plafonnement de la production nucléaire à son niveau actuel et d'une croissance de la consommation d'électricité couverte alors seulement par le couple éolien - charbon, il est clair que d'ici une décennie l'éolien remplacerait de plus en plus de charbon et de moins en moins de nucléaire, mais il ne serait pas vert pour autant puisqu'il remplacerait lorsque le vent souffle le charbon qui aurait dû être implanté comme secours de l'éolien lorsque le vent ne souffle pas...

Pour répondre à la demande française et compte tenu de la structure actuelle de son parc de production, on peut considérer que :

- jusqu'à une puissance installée de l'ordre de 5 GW, les réserves de capacité permettent de compenser les variations de puissance de l'éolien,

23. Qui prévoit avec prudence 5 GW d'éolien en 2010 au lieu des 13,5 prévus par la PPI.

- entre 5 et 15 GW, l'éolien nécessiterait de plus en plus d'investissements en centrales de réserve thermiques fossiles, et, par voie de conséquence, réduirait de moins en moins les émissions de CO₂,
- au-delà de 15 GW, le fonctionnement de l'éolien nécessiterait de plus en plus de fossile superflu, entraînant une augmentation nette des émissions de CO₂.

Il semble donc infondé d'affirmer que l'éolien est une voie prometteuse pour diminuer les émissions de CO₂ en France.

Cet avis semble d'ailleurs partagé par le Japon qui vient de lancer en mars 2008 un vaste programme de réduction des émissions de CO₂ « Cool Earth-Innovative Energy Technology Program » comportant 21 axes d'action parmi lesquels l'éolien ne figure pas.

Nota : Pour être complet, on devrait ajouter la prise en compte des émissions de CO₂ liées à la construction des éoliennes (matériaux de construction, nacelle, mât de 80 mètres ou plus, béton pour les fondations, implantation sur site), quantités très supérieures par MWh/an à celles nécessaires à la construction d'une centrale de tout autre type, y compris le nucléaire favorisé par sa très haute densité de puissance. Il faut 2 fois plus de béton et 3 fois plus d'acier par kW installé et donc de l'ordre de 8 fois plus de béton et de 12 fois plus d'acier par kWh produit, pour une éolienne que pour une centrale nucléaire.

Question 6

Dans quels pays cette énergie croît- elle le plus vite ? Pourquoi ? Quels sont les meilleurs sites éoliens ? Potentiel de l'éolien en mer ? Autres limites au développement éolien ?

Il ressort des réponses précédentes qu'il y a une certaine logique à ce que les pays dont la production d'énergie électrique est principalement fondée sur les énergies fossiles (charbon et gaz), soient les plus intéressés par l'éolien qui apporte une énergie à un coût de l'ordre de 5 à 8 c€/kWh (éolien terrestre) pouvant remplacer du kWh thermique à 5-6 c€/kWh, dont la tendance à la hausse est manifeste, et dont la pénalisation CO₂, quelle que soit sa forme, va rapprocher ce coût de celui de l'éolien. C'est le cas des producteurs allemands avec plus de 22 GW d'éolien déjà installés, du Danemark avec un peu plus de 3 GW et de l'Espagne avec plus de 15 GW.

Une autre motivation, moins logique qu'idéologique, a prévalu en Allemagne par l'option antinucléaire concédée aux « Grünen » par le gouvernement de grande coalition. Se privant du moyen le plus efficace de réduction des émissions de CO₂ dans la production d'énergie électrique, il fallait bien développer d'autres moyens pour ne pas trop aggraver l'impact écologique de l'énergie électrique. Ces moyens ont été le développement de l'éolien, joint à la rénovation avec augmentation de rendement des anciennes centrales thermiques et au remplacement du charbon par le gaz russe pour beaucoup d'entre elles.

Les sites les plus favorables à l'implantation d'éoliennes sont naturellement les sites où le vent est le plus fort

dans la gamme acceptable (15 à 90 km/h) et le plus régulier (puisque la puissance varie avec le cube de la vitesse). Les sites en bord de mer, ou mieux, en mer, sont les plus intéressants sous cet angle.

Une cartographie assez précise des régimes des vents existe ; en France, trois régimes de vents dominants décorrélés, de nord-ouest sur la façade atlantique, de nord-est dans l'Est, et de nord ou sud sur la façade méditerranéenne, permettent d'espérer un minimum non nul de production dans la quasi-totalité des circonstances météorologiques. Météo-France estime que le parc réparti français ne descendrait qu'un jour sur trente en dessous de 10% de la puissance installée.

Il est à noter que l'Allemagne semble avoir réalisé trop d'implantations à l'intérieur des terres dans des zones de vent insuffisant, ce qui conduit son parc global à une performance médiocre avec un coefficient de charge annuel inférieur à 20% (~1600 heures d'équivalent pleine charge).

La proximité du réseau est aussi un facteur important si on ne veut pas augmenter le coût de raccordement et si on veut améliorer le foisonnement des régimes en dispersant le parc.

Dans les zones géographiques où le vent est fort et régulier (alizés) et le prix du terrain peu élevé, des fermes éoliennes peuvent être établies. Des équipements importants sont réalisés au Maroc et à Gibraltar avec un très bon facteur de charge (35 à 45 %). Hors des DOM, les zones soumises aux alizés se situent malheureusement dans des pays aux faibles ressources ne pouvant s'offrir cette énergie.

Dans les zones isolées où le coût d'un réseau de distribution est prohibitif et dans les îles non reliées à un réseau de transport et où le coût de la production d'électricité est plus élevé, des éoliennes individuelles avec stockage par batteries présentent de l'intérêt, mais le coût additionnel des batteries (à entretenir et renouveler) ou d'un moyen de stockage alternatif (hydraulique en particulier) et d'un convertisseur sont pénalisants.

Il serait pertinent de s'intéresser à un système de STEP (*stations de transfert d'énergie par pompage*) avec, pour bassin inférieur, la mer elle-même (concept de « STEM », regardé par la direction des systèmes énergétiques insulaires (SEI) d'EDF pour les îles françaises, lacs d'émeraude²⁴).

Éolien en mer : Sur la côte elle-même, les sites sont intéressants, mais en forte concurrence pour l'occupation des sols avec le tourisme et le résidentiel. C'est en mer que le vent est le plus fort et le plus régulier, il est donc tentant de projeter des fermes éoliennes en mer à une distance des côtes qui ne défigure pas le paysage. Il faut par ailleurs que la profondeur de l'eau ne soit pas trop grande pour que le coût des fondations soit acceptable, ce qui implique des plages en pente douce que l'on trouve en Allemagne du nord et autour du Danemark, moins sur l'Atlantique et encore moins sur la partie est du littoral méditerranéen, très accore (les fonds sont par contre beaucoup plus plats dans le Golfe du Lion). En France, la plupart des sites favorables sont situés dans les grands estuaires et à leur voisinage, dans des zones de trafics et d'usages multiples ; ils sont donc peu disponibles.

24. Référence "The Emerald Lakes: Large Offshore Storage basins for renewable energy" F. Lempérière, Hydrocoop, France in Hvdropower & Dams Issue One, 2008. L'acronyme STEM a été forgé par F. Lempérière sur le modèle de STEP (STEM = stations de transfert d'eau de mer [?]).

Intérêt de l'éolien selon les pays

Le coût de raccordement au réseau est également plus élevé qu'à terre ; il incite à grouper les éoliennes en fermes d'au moins 50 à 100 MW (cas du premier projet *offshore* français, celui de Veulettes-sur-Mer, à proximité de Paluel). Le raccordement entre les éoliennes d'une ferme est généralement réalisé en courant continu, alors qu'il est réalisé en courant alternatif sur le littoral. Cette technologie nécessite la mise en œuvre de convertisseurs AC/DC et DC/AC associés à des transformateurs aux différents niveaux d'interconnexion.

D'après les analyses allemandes²⁵, le coût du kWh éolien issu d'implantations en mer²⁶, en fermes de 300 à 700 MW, serait de l'ordre de 13 c€²⁷, soit environ le double de celui des implantations à terre, bien que le vent soit en général plus fort et plus régulier en mer. Le premier parc éolien « offshore » allemand, « Alpha Ventus », de 12 machines de 5 MW, vient toutefois de recevoir le feu vert le 8 mai 2008.

La concrétisation des ambitieux projets offshore est lente, comme le traduit la faible capacité opérationnelle à ce jour (1250 MW dans le monde, quasi exclusivement en Europe, essentiellement au Danemark).

Noter aussi qu'une ferme de 700 MW nécessite un réseau solide, car l'éolien ainsi concentré reste aussi fluctuant que lorsqu'il est plus modeste (voir questions suivantes), mais a un impact plus brutal sur le réseau (une tempête en mer du Nord et toutes les éoliennes offshore doivent passer en drapeau).

L'éolien en mer se trouve par ailleurs en compétition d'usage du territoire avec la pêche et la sécurité de la navigation (ce qui a fait échouer un projet éolien en mer à Dunkerque et suscite la polémique en baie de Saint-Brieuc).

Un concept encore plus innovant est développé par la compagnie norvégienne Norsk Hydro (spécialisée dans l'exploitation pétrolière et gazière offshore) : il consiste à créer des champs d'éoliennes flottantes, dans des zones de 200 à 700 m de fond. Le principe est d'utiliser un caisson flottant en béton (ancré au fond au moyen de câbles) pour soutenir l'éolienne. Ce projet révolutionnerait l'éolien offshore, car il permettrait de ne plus se soucier de la profondeur et d'installer des champs géants (jusqu'à 1 GW de puissance installée) loin des côtes. Cela permettrait par ailleurs de réduire le prix des champs éoliens offshore en évitant la construction de coûteuses fondations sous-marines.

Quelques limites au développement éolien :

- **le coût de l'insertion** : l'insertion de l'énergie éolienne dans les réseaux, soit de distribution en moyenne tension pour les éoliennes individuelles ou en petit nombre, soit de transport en haute tension pour les grandes fermes éoliennes, présente des difficultés du fait des délais d'obtention des autorisations de lignes supplémentaires et du coût correspondant. En parcs marins, une liaison en courant continu entre éoliennes synchrones à vitesse variable doit aboutir à un convertisseur/transformateur d'évacuation en HT vers le réseau de transport dont les points d'insertion sont coûteux.

26. En mer, il faut aussi tenir compte des coûts élevés de maintenance.

27. Pour l'ADEME, le coût d'investissement offshore est également double de celui à terre.

- **la stabilité du réseau** : l'énergie éolienne, de puissance marginale à ses débuts, « greffait » sur le réseau un petit additif « passif » de puissance, pour laquelle aucune contribution aux réglages de la fréquence et de la tension n'était exigée. En cas de perturbation sur le réseau, l'éolien s'effaçait par ses protections ; son recouplage après défaut ne pouvait guère perturber la fréquence et la tension d'un réseau surpuissant. Le grand développement de l'éolien dans des pays comme l'Allemagne et le Danemark a changé ces conditions, et on perçoit maintenant une limite à la capacité d'accueil de l'énergie éolienne par le réseau (pourcentage de puissance éolienne qu'il est possible de gérer en sécurité dans un réseau). Ce problème est abordé à la question 7.

Les questions d'intégration au paysage, de nuisance sonore, de dégâts causés par les travaux d'accès aux sites ne sont pas abordées ici.

Question 7

Outre le problème de l'intermittence, l'éolien a-t-il un comportement différent de celui des autres générateurs face aux perturbations du réseau ? L'éolien a-t-il été impliqué dans la panne européenne du 4/11/2006 ? Y a-t-il des leçons à tirer de cette défaillance quant à l'usage massif de l'éolien ?

Le comportement de l'éolien est très variable en fonction de la diversité des générateurs électriques incorporés dans les nacelles aérogénératrices :

- ceux de faible puissance (quelques centaines de kW) sont de type asynchrone à cage d'écureuil, entraînés par multiplicateur de vitesse, sans possibilité de participer au réglage de tension et de puissance : ils ont un comportement passif, se déconnectant sous l'effet de leurs protections en cas de perturbation de tension ou de fréquence sur le réseau. De plus, comme toute machine asynchrone, ils absorbent de la puissance réactive, ce qui demande l'installation de condensateurs statiques pour la fournir. La turbine dont la vitesse, dans ce type d'application, est fixe est soit à pales non orientables (dites « *stall* »), dont

le profil flexible s'adapte un peu à la vitesse du vent, limitant la médiocrité du rendement, soit à pales orientables (« *pitch control* »), système plus complexe,

- pour des puissances de 1 à 2 MW, la recherche d'un meilleur rendement aux différentes vitesses de vent conduit à retenir une turbine à vitesse variable qui simplifie le système d'orientation des pales, mais complique la conception du générateur. La première solution adoptée pour ce dernier a été un générateur asynchrone à rotor bobiné alimenté en fréquence variable par un convertisseur de fréquence dimensionné pour le produit « puissance nominale x glissement de vitesse maximum toléré », compensant le glissement, ce qui permet de délivrer au stator du générateur la fréquence fixe du réseau malgré la variabilité de la vitesse du rotor. Ce système permet une petite participation au réglage de tension, mais la maintenance en haut de mât des bagues et des balais, en plus du multiplicateur de vitesse, est coûteuse,
- une solution plus récente pour les plus grandes puissances est un générateur synchrone en attaque directe, donc sans multiplicateur, donc lent, donc plus volumineux et coûteux, dont toute la puissance délivrée à fréquence variable est convertie en 50 Hz par un redresseur-onduleur. Le convertisseur doit alors être dimensionné pour la puissance totale et est donc plus coûteux, mais il assure par contre un meilleur interfaçage avec le réseau auquel il peut, par un dimensionnement encore un peu plus large, apporter de la puissance réactive pour participer au réglage de tension en cas de perturbation. À noter qu'un trop grand développement de ce type de moyens de production dans le réseau ferait apparaître d'autres problèmes liés à la qualité de la forme d'onde au point de connexion des aérogénérateurs avec le réseau, qui serait alors affecté par les harmoniques générés par les redresseurs-onduleurs.

Comme on le voit, c'est un sujet trop complexe pour être traité de manière complète dans cette note. Retenons seulement que tant par leurs caractéristiques propres (inertie spécifique, réactances de liaison au réseau, absence de régulation et de possibilité de contrôle du dispatching), que par leur système de protection propre qui les efface en cas de baisse ou hausse de fréquence ou de chute de tension, les machines utilisées jusqu'à présent réunissent un ensemble de caractéristiques susceptibles d'aggraver les perturbations survenant sur le réseau.

On perçoit donc une limite de la part d'éolien acceptable dans un réseau sans en affecter la stabilité ou sans modifier les caractéristiques de contrôle des éoliennes elles-mêmes.

L'éolien a-t-il été impliqué dans la panne du 4 novembre 2006 qui a privé d'électricité des dizaines de millions d'Européens ?

D'après les rapports concordants de l'UCTE (union pour la coordination du transport de l'électricité) et de la CRE (commission de régulation de l'énergie), le début de l'incident a été clairement dû au non respect par les opérateurs de « E.ON transport » d'une règle d'anticipation de la situation, dite N-1 qui les a amenés à couper une ligne HT sans en avoir mesuré toutes les conséquences sur la surcharge d'autres lignes, entraînant des

déclenchements en dominos par leurs protections de surintensité ; une légère baisse de fréquence amena ensuite l'effacement des éoliennes de l'Ouest par leurs protections de sous-fréquence (y compris 71 % des éoliennes espagnoles), privant le réseau de leur apport d'énergie et accentuant ainsi cette baisse de fréquence²⁸, jusqu'à la rupture de synchronisme entre Ouest et Est et la séparation de l'Europe en trois sous-réseaux, l'Ouest étant en sous-fréquence alors que l'Est en excès de production par rapport à la consommation perdue à l'Ouest partait en sur-fréquence ; les éoliennes du nord de l'Allemagne se sont, là encore, effacées sous l'action de leurs protections de sous-fréquence, après avoir contribué à accroître la différence production / consommation en raison des conditions météorologiques plus venteuses que prévues pour la soirée du 4/11/06.

Au moment des tentatives de reconstitution du réseau global, les éoliennes de l'est de l'Allemagne ont à nouveau joué un rôle négatif en se recouplant spontanément, dans un désordre non contrôlable par le dispatching, sur un réseau encore fragile, provoquant par ces recouplages intempestifs hors synchronisme des à-coups de courant réactif et des chutes de tension défavorables aux tentatives manuelles de recouplage, prolongeant de beaucoup une panne qui aurait pu ne durer qu'une vingtaine de minutes.

Il y a-t-il des leçons à tirer de cet incident ?

Après une analyse approfondie de l'incident du 4/11/06, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a fait plusieurs recommandations dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau.²⁹

En premier lieu, les exigences en matière de tenue des installations de production décentralisées aux variations de fréquence doivent être rendues plus contraignantes.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) doivent bénéficier de meilleures informations en temps réel sur le comportement des installations de production décentralisées et, par conséquent, sur le

28. Rappel sur le réglage de la fréquence d'un réseau : la fréquence de 50Hz du réseau est maintenue dans une fourchette étroite en ajustant à chaque instant la puissance fournie au réseau à la puissance appelée sur ce réseau. Si la fréquence montre une tendance à la baisse, il faut injecter rapidement de la puissance à partir de réserves. Les types de réserve sont de 3 niveaux, en volume et en temps d'intervention :

- la réserve primaire qui assure la correction automatique et rapide (en quelques secondes) des écarts production-consommation tout en limitant les écarts de fréquence (700 MW mis à disposition du RTE par EDF). Elle est assurée par la régulation automatique des groupes turbine-alternateur dans la marge de surcharge momentanée permise par ces machines ;
- la réserve secondaire qui doit permettre de reconstituer les réserves primaires utilisées (en moins de 10 minutes) (de 600 à 800 MW) ;
- le mécanisme d'ajustement qui fait appel aux moyens de production souples qui peuvent être appelés à la hausse ou à la baisse (une demi-heure à quelques heures).

29. Journée d'étude SEE – SRBE du 31 mai 2007 « Les attentes du régulateur français après la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006 ».

fonctionnement en régime transitoire des fermes éoliennes. Enfin, Il est désormais nécessaire de prendre en compte le comportement de cette production décentralisée dans l'évaluation de la sûreté du système interconnecté, composé des réseaux de transport et de distribution.

Le pourcentage croissant pris par la puissance éolienne dans le réseau allemand, mais également dans les réseaux espagnol et irlandais, ne permet plus de la considérer comme un apport marginal ne participant pas à la gestion dynamique du réseau. Les éoliennes devront être impérativement munies de dispositifs additionnels leur permettant de se rapprocher des exigences que les autres machines du réseau respectent : les « Grid-Codes »³⁰ exigibles pour résister aux courts-circuits survenant sur le réseau sans s'effacer, en apportant pendant la durée de la perturbation la puissance réactive nécessaire pour que le réseau ne s'effondre pas avant l'élimination du défaut.

Il est important également de noter qu'il n'y a pas de « Grid-Codes » unifiés³¹ en Europe, ni même aux USA, ce qui complique grandement les problèmes de l'interconnexion des parcs éoliens de différentes technologies aux réseaux électriques.

Le respect de ces Grid-Codes suppose, soit un surdimensionnement en conséquence des convertisseurs statiques des générateurs pour ceux qui sont pilotés à fréquence variable, associés nécessairement à des lois de commande sophistiquées, soit l'implantation au point d'interconnexion avec le réseau de moyens centralisés d'injection de puissance réactive jouant le même rôle stabilisateur (dénommés STATCOM). Ces systèmes de conversion d'énergie entrent dans la catégorie des systèmes flexibles de transport et de distribution, communément appelés FACTS (*Flexible Alternative Current Transmission System*).³²

Le développement de l'éolien nécessitera aussi l'ajout de lignes HT supplémentaires dans les régions à forte densité de transit éolien. Le projet de directive européenne sur la promotion des énergies renouvelables, notamment son article 14, prévoit d'ores et déjà que ces énergies bénéficient d'« un accès prioritaire au réseau [E] dans la mesure permise par la sécurité du système électrique national ». Bien entendu, tous ces moyens supplémentaires auront un coût, et il est à craindre que la transposition de cette directive dans la législation française mette ce surcoût à la charge du gestionnaire de réseau accueillant, c'est-à-dire des consommateurs, comme le revendique le Syndicat des énergies renouvelables.³²

30. Conditions à respecter pour résister, en amplitude et en durée, à un profil type de chute, puis rétablissement, de tension en cas de court-circuit sur le réseau. Lire notamment « Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the german transmission system » I. Erlich, Member, IEEE, W. Winter, A. Dittrich.

31. « Mapping of grid faults and grid-codes », report from Aalborg University and Ris0 National Laboratory, Denmark, 2007.

32. Voir la plaquette réalisée pour son compte par « The Boston Consulting Group », juin 2004.

Question 8

Quelles sont les conditions de vente du kWh éolien ?

Pour favoriser le démarrage de l'éolien, chaque pays intéressé a mis au point des aides à l'investissement et à l'exploitation. On a observé que le développement ou la récession de l'éolien a, jusqu'à présent, suivi assez fidèlement la croissance ou la réduction de ces aides dans les pays où elles ont varié (États-Unis par le biais des *tax cuts*, Danemark³³).

En France, le démarrage de l'éolien a été tardif, mais il a été fortement stimulé par l'obligation d'achat imposée à EDF et aux « *Distributeurs Non Nationalisés (DNN)* »³⁴ à partir de l'« arrêté Cochet » du 8 juin 2001, dont les conditions favorables (la CRE avait alors publié un avis dénonçant les *rentes indues* ainsi assurées aux promoteurs de l'éolien) sont à la base de la mise en service, à la fin 2005, d'un total de 1500 MW nominaux. Le processus a été amplifié par le nouvel arrêté du 10 juillet 2006 qui a amélioré les dites rentes d'un bon tiers (suppression d'un abattement au-delà du 1500^{ème} MW installé, amélioration des tarifs sur la durée du contrat, baisse de la dégressivité escomptée des gains de productivité, etc.) de sorte que les investisseurs privés disposent dorénavant d'un tarif quasi-constant :

sur terre : de l'ordre de 8,4 c€/kWh en métropole, de 11,3 c€/kWh dans les îles, pendant 15 ans,

en mer, de l'ordre de 13,3 c€/kWh, pendant 20 ans.

33. Depuis l'abaissement substantiel, en janvier 2004, du tarif d'achat, le Danemark n'a mis en service que 5 MW.

34. Les anciennes régies (comme Électricité de Strasbourg, GEG, Usine de Metz, etc.), aussi appelées Entreprises locales de distribution, qui représentent environ 5 % de la consommation française.

Ces tarifs sont très attractifs pour les investisseurs privés³⁵, stimulés également par des autorisations administratives de plus en plus facilitées³⁶.

EDF n'est remboursé que partiellement de la perte qu'il subit du fait de cette obligation d'achat à un tarif beaucoup plus élevé que le prix de revient de sa propre production et plus élevé, aussi, que le prix du marché européen de l'électricité, par le mécanisme de la CSPE (Contribution au service public de l'électricité).

Qu'est-ce que la CSPE ? C'est un mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité, créé en 2000 pour concilier la dérégulation du marché et le service public de l'électricité. Il vise à indemniser EDF et les DNN, opérateurs historiques, de l'écart entre un tarif de vente réglementé du kWh égal pour tous les citoyens français, intégrant divers facteurs sociaux et écologiques imposés à EDF : production plus coûteuse dans les zones isolées (Corse, DOM-TOM), solidarité avec les plus démunis ne pouvant payer leur électricité, obligation d'achat d'énergies renouvelables plus coûteuses que le coût moyen du kWh produit par EDF (amortissement des investissements et frais d'exploitation inclus).

Cet écart est payé par les consommateurs individuels (indiqué sur la facture), il constitue un fonds géré par la Caisse des dépôts et consignations, chargée ensuite de répartir sur EDF et les DNN le fonds de compensation ainsi constitué.

Ce mécanisme initial a subi plusieurs modifications qui accroissent progressivement le prix du kWh pour le consommateur individuel et font craindre une dérive pour l'avenir :

- réduction de l'assiette de la CSPE aux consommateurs individuels et petits professionnels, les plus gros consommateurs industriels en étant exonérés,
- dans le calcul de l'écart, remplacement du coût moyen du kWh EDF (environ 2,7 c€/kWh) par le prix moyen pondéré du kWh sur le marché (environ 6,8 c€/kWh pour 2008), ce qui, compte tenu de la hausse dans toute l'Europe, minore fortement la compensation³⁷.

Plusieurs raisons s'additionnent donc pour faire craindre une augmentation du prix de vente de l'électricité aux particuliers (ou une perte sèche pour EDF) :

- l'accroissement du parc éolien et le maintien d'un fort prix d'achat obligé de ses kWh vont mécaniquement augmenter la CSPE,

35. En particulier, le tarif offshore et la formule d'indexation des tarifs français sont enviés par nos voisins Allemands (cf. Bulletin Électronique de l'Ambassade de France à Berlin).

36. Création des ZDE, suppression de la limite de 12 MW (sauf pour les DOM). Sur toutes ces questions tarifaires, voir l'étude de F. Poizat (décembre 2006) : « Face au vent : si nous faisons le bilan économique de l'éolien industriel ? » (sur www.sauvonsleclimat.org), ainsi que l'expertise IED (novembre 2007) sur « le mécanisme de contribution aux charges de service public de l'électricité » (sur www.ecolo.org).

37. Les DNN astreints aux charges de CSPE sont intégralement compensés.

Les conditions de vente de l'énergie éolienne

- la réduction de l'indemnisation d'EDF va augmenter son coût de production et amorcer un effet multiplicateur : le prix du marché monte et la part de l'éolien s'accroît ⇒ la compensation d'EDF diminue ⇒ le coût du kWh EDF monte ⇒ le prix du marché monte encore plus ⇒ ...

Cette CSPE n'est encore en 2008 que de 0,45 c€/kWh, mais la projection du calcul en fin du programme éolien prévu par la PPI de 2006 conduirait vers 2016 à une majoration du tarif domestique de l'ordre de 1,6 c€/kWh, soit 20%... ce qui justifie la déclaration de M. Marcel Boiteux, ancien président d'EDF : « *Il ne s'agit plus d'ouvrir la concurrence pour faire baisser les prix, mais d'élever les prix pour permettre la concurrence !* ».

Il semblerait donc judicieux de prévoir une réévaluation de ce mécanisme afin d'éviter les dérives possibles dans les années à venir.



Dix questions sur l'éolien

Question 9

Quel est le rôle de l'Union européenne dans l'essor de l'éolien en France ?

Une directive européenne fixe pour 2010 un objectif de 22% à la contribution globale des EnR à la production électrique de l'Union européenne (de 21% pour la France). Si, au-delà de l'hydraulique existant, l'objectif de 21% doit être réalisé avec de l'éolien, nous avons vu qu'il faudra y affecter des dépenses avec lesquelles il serait possible d'économiser ou de produire plus d'énergie à un coût sensiblement plus bas et permettant une plus forte réduction des émissions de CO₂.

Pour être cohérent avec l'objectif global d'une réduction des émissions de CO₂, il eût été plus rationnel que la directive européenne fixe un objectif exprimé en émission de CO₂ plutôt qu'en production d'énergie électrique renouvelable.

On est en droit de se demander pourquoi la France accepte de payer un tel prix alors qu'elle dispose de moyens plus efficaces et moins coûteux de satisfaire ses besoins énergétiques et de réduire les émissions de CO₂ ?

Parmi les facteurs qui ont pu contribuer à ce choix politique, on peut entrevoir :

- une volonté de conciliation pour faire émerger une politique européenne de l'énergie moins discordante entre les pays de l'Union. Le gouvernement français se devait, à l'image de ses voisins européens,

d'encourager l'investissement dans les projets éoliens en offrant une rentabilité attractive. On peut se demander s'il n'a pas exagéré le mouvement en offrant des prix de rachat plus élevés que ses voisins³⁸,

- de la même manière, ce désir de conformisme européen a pu conduire à ne pas souhaiter accentuer la particularité nucléaire française, en plafonnant cette production au niveau actuel. Ce scrupule peut d'ailleurs ne pas être issu seulement d'un désir de se mouler dans le corset européen, mais refléter aussi une prudence à l'égard des risques du nucléaire et de l'accumulation des déchets des filières actuelles dont le sort comporte encore quelques incertitudes. On peut y deviner une pensée du genre « le parc nucléaire existant et l'EPR nous mènent à 2020-2030, faisons donc un peu d'éolien en attendant que le temps qui passe rassure le public sur la sûreté du nucléaire, permette d'amorcer les bonnes décisions dans la gestion des déchets et nous rapproche de l'arrivée des réacteurs de quatrième génération ».

À partir de cette position politique, concrétisée par l'obligation de rachat de l'énergie éolienne par EDF à un tarif très avantageux, l'essor de l'éolien est assisté par un engagement fort d'organismes nationaux (ADEME-MEDAD)³⁹, dont les publications très favorables à l'éolien ne concordent pas toujours avec l'analyse exposée ici⁴⁰, et assuré par la forte activité de marketing des promoteurs-constructeurs étrangers dont les marchés nationaux vont vers la saturation⁴¹ ; ils démarchent les municipalités et les organismes régionaux français en faisant miroiter les revenus de la taxe professionnelle et divers avantages locaux ou individuels.

Le climat favorable à l'essor de l'éolien en France a également été stimulé par les écologistes politiques qui parlent souvent d'un retard de la France dans le domaine de l'éolien, qui serait dû à une insuffisance des crédits attribués à la recherche sur les énergies renouvelables.

38. L'exemple le plus frappant ayant été donné par la vente de la moitié de la Compagnie du Vent à un niveau valorisant celle-ci à 60 fois son chiffre d'affaire annuel.

39. Note d'information du 15 février 2008 : « L'éolien contribue à la diminution des émissions de CO₂ ».

40. Exemples :

- la puissance qu'est capable de garantir un parc éolien y semble surestimée (...un parc éolien national de 10 000 MW, réparti sur les trois régions climatiques, apporte la même puissante garantie que 2 800 MW de centrales thermiques à flamme...); on pourrait demander qu'un début de preuve soit apporté à cette affirmation quand on sait que le 26 décembre 2006, la production éolienne a été réduite à moins de 5% de la puissance installée),
- le potentiel de réduction des émissions de CO₂ à un prix acceptable y paraît surévalué, de même que le facteur de charge (0,31 alors que la moyenne allemande est inférieure à 0,20). Ces chiffres, s'ils étaient confirmés, devraient d'ailleurs conduire à baisser sensiblement le prix d'achat obligé,
- la production distribuée d'électricité y est aussi présentée comme un facteur de stabilisation du réseau «... Les mérites environnementaux de l'énergie éolienne, son caractère décentralisé générateur d'économies pour la collectivité sont maintenant reconnus au travers d'une tarification électrique attractive... »), alors que les faits ont montré que les éoliennes réparties sur le réseau de distribution constituent plutôt un boulet à traîner pour les gestionnaires de réseau et que le développement de l'éolien passe par un renforcement du réseau HT et peut-être même du réseau THT.

41. Il n'est pas anodin de constater que, au plan national, l'Allemagne a mis sur pied un Bureau franco-allemand de coordination énergie éolienne BdC. L'antenne parisienne du BdC est hébergée dans les bureaux de l'ADEME.

Rôle de l'Union européenne dans le développement de l'éolien en France

Il s'agit, en fait, d'une industrie mature de laquelle on ne peut plus espérer de ruptures technologiques par un effort de recherche, comme cela reste possible pour d'autres énergies comme le solaire. Il faut noter que si la France investit d'ici 2015 les 17 GW d'éolien supplémentaires (comme prévu par le PPI 2006), les tarifs d'achat imposés à EDF pour cette énergie⁴², équivaldront, dès 2016, à une subvention annuelle proche du milliard d'euros au développement de cette énergie⁴³.

Avec une dépense du même ordre, on pourrait assurer une rénovation thermique modeste d'approximativement 100.000 logements par an, à raison d'environ 10.000 € par logement de 100 m² réduisant de 100 kWh/m²/an la consommation d'énergie en chauffage, correspondant à une économie annuelle d'énergie de l'ordre du TWh, et réduisant davantage les émissions de CO₂.

En ce qui concerne l'intégration des énergies intermittentes dans le réseau européen, on peut noter que l'UE prend conscience de sa difficulté si des systèmes de stockage de grande ampleur ne sont pas implantés et si une évolution de la gestion des réseaux vers ce qu'on appelle « Smart Grid »⁴⁴ (réseaux intelligents) n'est pas rapidement mise en œuvre⁴⁵.

42. 84 €/MWh à terre et 133 €/MWh en mer (valeurs 2007). Les projets lancés ultérieurement voient leurs tarifs d'achat obligé abaissés à raison de 2 %/an (avant, c'était -3,3 %/an) pour inciter les constructeurs / promoteurs à des gains de productivité, mais simultanément indexés par une formule de révision tenant compte de l'inflation.

43. Il est vrai que le « Projet de loi relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement » réaffirme la nécessité d'un rattrapage, en 4 ans, des dépenses de recherche des « nouvelles technologies de l'énergie sur celles consacrées au nucléaire ».

44. Les sources intermittentes d'énergie doivent être connectées aux réseaux électriques de transport et de distribution, qui n'avaient pas été conçus pour intégrer de la production décentralisée à une échelle de puissance aussi importante que celle demandée aujourd'hui et demain. Depuis quelques années, le concept de « Réseau électrique intelligent », communément appelé « Smart Grid », constitue une voie de développement des réseaux électriques du futur. Derrière le terme « Smart Grid » apparaît l'application des technologies numériques de communication aux infrastructures des réseaux électriques de puissance en vue d'accroître leur fiabilité et leur rendement, et ce, au meilleur coût. Un des modèles possibles pourrait être analogue au réseau Internet dans le sens où les centres de décisions sont distribués et que les flux de puissance sont bi-directionnels. Plusieurs projets de développement de type « Smart Grid » ont été lancés récemment (en 2004) dans le monde, notamment IntelliGrid TM et GridWise TM aux USA, SmartGrids TM en Europe. Le futur de l'éolien réside donc également dans le succès de son intégration dans les architectures de type « Smart Grid ».

45. <http://www.smartgrids.eu/>



Dix questions sur l'éolien

Question 10

Que peut-on conclure sur l'énergie éolienne ?

La niche la plus favorable au développement de l'énergie éolienne semble se situer dans certains pays développés où elle complète une énergie à base de combustibles fossiles très émettrice de CO₂ et dont le coût ne peut qu'augmenter.

Des expérimentations sont à développer sur l'éolien en mer qui constitue un site favorable, dont le prix actuellement élevé peut baisser grâce à des innovations techniques aujourd'hui encore mal cernées. **La part de l'éolien restera toutefois limitée par la capacité d'accueil du réseau vis-à-vis de cette énergie de qualité médiocre pour la bonne gestion des réseaux**, si ceux-ci n'évoluent pas rapidement vers des « réseaux intelligents » sachant prendre en compte la gestion d'énergies intermittentes en proportion importante, c'est-à-dire disposant, notamment, de moyens de stockage et d'intervention rapide en quantité suffisante et à un coût acceptable.

En France, la contribution de l'éolien ne peut être que très partiellement verte. Si cette contribution vient à atteindre ou dépasser 15 GW, elle ne sera plus verte du tout (ce qui signifie, qu'elle n'aidera pas la France à atteindre l'objectif de - 20% d'émissions en 2020). Les financements affectés au développement de cette forme d'énergie ne seront alors pas disponibles pour réaliser des investissements ou des recherches permettant d'utiliser des énergies renouvelables réellement efficaces.

Le coût déjà élevé de l'éolien ne pourra qu'augmenter encore par l'implantation nécessaire des moyens lui permettant de participer à la stabilisation des réseaux en cas de perturbation et par le développement du concept de réseau intelligent qui n'est encore aujourd'hui qu'embryonnaire.

Ce questionnaire montre également que l'énergie éolienne ne peut pas être l'objet d'une politique européenne homogène. Il existe entre les pays européens des différences en matière de ressources du vent, de paysage, et de puissance d'interconnexion aux pays voisins (faible entre Espagne et France), l'interconnexion à l'échelle européenne restant insuffisante pour gérer l'intermittence de l'éolien. Mais surtout les choix énergétiques des divers pays européens sont fortement conditionnés par les options déjà prises dans le passé pour la part principale de leur énergie électrique, options qui ont été fondées sur l'existence ou l'absence de ressources naturelles locales (charbon en Allemagne, nucléaire en France). Ces choix préalables déterminent implicitement le caractère « vert » ou « peu vert » de l'éolien, et ce rapport met en évidence qu'en France l'essor actuel et prévu de l'éolien ne constitue pas une voie efficace et économique dans la lutte contre l'effet de serre.

On peut résumer le problème de l'éolien en Europe en quatre points :

- dans les pays qui acceptent l'option nucléaire, l'éolien ne présente, à terme, pas d'intérêt. Compte tenu des moyens nécessairement limités d'un pays comme la France et du prix élevé de l'énergie éolienne, il est légitime de se demander si le développement d'une telle énergie n'est pas prématuré sachant que, partout en Europe, le coût du kWh évitable par des économies d'énergie accessibles est actuellement plus bas que le coût du kWh productible par l'éolien⁴⁶. La seule raison qui pourrait justifier l'investissement éolien en cours en France est qu'il est plus rapide de construire des éoliennes qu'une centrale nucléaire alors que les capacités de production d'électricité risquent de manquer dans les années à venir,
- dans les pays qui refusent le nucléaire, si l'on pense que les coûts de l'électricité fossile dépasseront durablement 50 €/MWh hors taxe CO₂, et 60 €/MWh avec taxe, il y a place en Europe, pour une électricité d'origine éolienne, à condition qu'elle soit capable de rester dans cette gamme de coûts. Une chance pour l'éolien sera que le prix des énergies fossiles augmentera probablement plus vite que le coût de l'éolien. La crédibilité de l'éolien à grande échelle passera alors, outre par un niveau de coût acceptable par rapport aux énergies fossiles⁴⁷ permettant la suppression des aides publiques, par le développement de technologies de stockage électrique de masse performants qui lui permette de jouer son rôle vis-à-vis du réseau, dans une nouvelle structure de réseaux électriques capables de prendre en compte les spécificités techniques actuellement gênantes de l'éolien,

46. Voir les estimations du LEPII-EPE Grenoble - Patrick Criqui.

47. Selon une déclaration du professeur Joachim Peinke, de l'université de Oldenburg, lors du lancement de l'initiative « RAVE » en Allemagne, l'électricité éolienne serait moins chère (8 c€/kWh) que l'électricité d'origine fossile (9,12 c€/kWh) dès que le prix du baril de pétrole passe au dessus de 73 \$.

Conclusion : l'éolien une source utile d'énergie électrique, pas la panacée

- un apport important d'énergie intermittente sur le réseau pose alors des problèmes encore mal étudiés et très sérieux qui limitent la puissance éolienne acceptable. Loin d'être une électricité décentralisée, elle nécessite au contraire un renforcement des réseaux HT et des systèmes de régulation instantanée de la production associée.
- pour que l'électricité éolienne puisse se développer, des tarifs avantageux ont été consentis. Si les annonces de prévision de coût de l'EWEA sont crédibles, quelle est et que devient la part de rente dans ces tarifs⁴⁸.

Gilbert Ruelle

Président de la commission «Énergie et changement climatique»
de l'Académie des technologies

23 août 2008

48. Certains n'hésitent pas à s'insurger contre « cette rente » [« Écologie, la grande arnaque » de Christian Gerondeau et « Contre l'éolien industriel » par Jean Louis Butré, président de la Fédération environnement durable].



Dix questions sur l'éolien



L'utilisation de l'énergie éolienne a été relancée dans les dernières décennies du XXe siècle, en raison de la conjugaison de plusieurs facteurs, le premier étant à l'origine celui de la montée des prix du pétrole et l'inquiétude des gouvernements pour l'indépendance des États. Le problème incontournable du réchauffement climatique est venu renforcer la quête des énergies propres. De nombreux États ont investi fortement dans l'éolien via des subventions très importantes aux investisseurs dans ce secteur. L'Union européenne s'est fixée des objectifs ambitieux de part de production de cette source d'énergie électrique.

Avec un recul de près de vingt ans, cette énergie, tient-elle ses promesses ? Quels sont les problèmes à la résolution desquels il faut s'attaquer de toute urgence pour poursuivre son développement harmonieux au sein du réseau européen de production et de distribution électrique ? L'investissement dans la production éolienne est-il l'investissement le plus rentable pour réduire les émissions de gaz carbonique ?

Ce petit ouvrage de l'Académie des technologies s'efforce de répondre simplement et clairement à ces questions et à quelques autres. Ses réponses sont nuancées : les situations nationales en terme de répartition actuelle de la production électrique entre thermique classique, hydraulique, nucléaire, en terme aussi de chemin parcouru sur la voie de la conservation de l'énergie et de dépendance de l'extérieur conduisent à des conclusions différentes.

Cet ouvrage s'insère parfaitement dans l'ensemble des études réalisées par l'Académie des technologies sur les problèmes de l'énergie. Ils se poursuivent, tant ce thème conditionne l'avenir de nos civilisations.